



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Terminación de un Pozo de Aguas Profundas con el uso de sarta DST con Telemetría Acústica”

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA
FLORES DE LA PAZ LUIS ANDRÉS
REYES ROCHER AGUSTÍN ALFONSO

100 UNAM
CENTENARIO
1929-2029



DIRECTOR: M.C. CARLOS A. MORALES GIL

CIUDAD UNIVERSITARIA

FEBRERO2013



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-582

SR. LUIS ANDRÉS FLORES DE LA PAZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.C. Carlos A. Morales Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINACIÓN DE UN POZO EN AGUAS PROFUNDAS CON EL USO DE SARTA DST CON TELEMETRÍA ACÚSTICA

- INTRODUCCIÓN
- I PERFORACIÓN
- II PRUEBAS DST
- III TELEMETRÍA ACÚSTICA Y TIEMPO REAL
- IV PROCESO DE TERMINACIÓN
- V EJECUCIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL POZO-PROYECTO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- ANEXOS
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 13 de Junio del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-583

SR. AGUSTÍN ALFONSO REYES ROCHER

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.C. Carlos A. Morales Gil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINACIÓN DE UN POZO EN AGUAS PROFUNDAS CON EL USO DE SARTA DST CON TELEMETRÍA ACÚSTICA

- INTRODUCCIÓN
- I PERFORACIÓN
- II PRUEBAS DST
- III TELEMETRÍA ACÚSTICA Y TIEMPO REAL
- IV PROCESO DE TERMINACIÓN
- V EJECUCIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL POZO-PROYECTO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- ANEXOS
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 13 de Junio del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra


DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*ICH*srs





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:	DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
Vocal:	M.C. CARLOS ARNOLDO MORALES GIL
Secretario:	ING. MANUEL VIEJO ZUBICARAY
1er Suplente:	DR. RUBEN NICOLAS LOPEZ
2o suplente:	ING. HERMILO MONTES SAN CRISTOBAL

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

NO.CUENTA	NOMBRE	CARRERA
303115694	FLORES DE LA PAZ LUIS ANDRES	INGENIERÍA PETROLERA
408004138	REYES ROCHER AGUSTIN ALFONSO	INGENIERÍA PETROLERA

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 28 de Noviembre de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-1
ICH

Dedicatorias de Luis R. Flores:

A Dios:

Por qué cuando me encontraba sin luz para seguir este camino, Él nunca me dejó y me siguió guiando.

A mis padres:

Jesus y Jovita, que gracias a ellos tengo una carrera y que siempre estuvieron ahí para alentarme a seguir adelante, que nunca se dieron por vencidos conmigo y sin los cuales no estuviera terminando una etapa más de mi vida. Me enseñaron, me educaron y formaron la persona que soy; a ellos dedico esta tesis y título. Los amo.

A mis hermanos:

Salvador. A tu enseñanzas, a tu apoyo incondicional a creer en mí, por estar ahí cuando se necesitaba.

Alberto. Quien me impulsó a continuar y a mejorar cada día, al cual dedico mi esfuerzo que da frutos con este proyecto.

A mis tíos (as):

Diocelina. Que ha estado toda la vida conmigo, y que siempre está al pendiente de mí y de mi familia, por su dedicación gracias.

Diana. Por sus consejos, su apoyo, su paciencia y por no dejarme caer en momentos difíciles.

A mis primos:

Eduardo. Por estar ahí apoyando desde las trincheras que ayudaba cuando se le necesitaba.

Carlos. Por ser la persona que es, que inspira y que le agradezco que siempre estaba dispuesto a ayudar.

A los Ingenieros:

Que creyeron en este proyecto y que nos brindaron, no solo apoyo si no tiempo y dedicación.

Carlos A. Morales Gil: Que creyó en nosotros desde el principio de este trabajo; por su tiempo y paciencia.

Alejandra Ramos: Que sin su apoyo este proyecto no hubiera podido salir adelante, por su paciencia y sobre todo su tiempo en el que nos estuvo ayudando.

José Antonio Martínez: Por su tiempo y dedicación a que este proyecto que sin sus consejos y apoyo no se habría concluido.

A mis amigos:

Leonardo. Que siempre estas con los pies en la tierra pero queriendo volar, me ayudaste a seguir aguantando la carrera haciéndola más amena.

Emmanuel. Que estabas con tu hombro estoico y que me ayudaste a seguir centrado en dar lo mejor para terminar la carrera a pesar de todo.

Manuel. Siempre soñando en lo que viene, a pensar en el futuro e impulsándome a no salirme del camino y enfocarme en lo que importa.

A ellas:

Beatriz. Que sin ti, tal vez no hubiera dado el primer paso para empezar esta carrera, pero me enseñaste "futuro" y gracias a eso concluyo un sueño que no había tenido antes.

Melissa. Por soportarme en la etapa de mi carrera cuando más necesitaba de ti, y que hiciste lo posible por que fuera mejor persona cada día.

Rubí. A ti que has estado en la etapa final de mi carrera y en el principio de nueva etapa, que me has apoyado en todo y que sin esa dedicación hubiera sido difícil continuar.

A aquellos amigos y compañeros que estuvieron confiando en mí y sepan que son valiosos cada uno de ustedes, y ustedes saben quiénes son y como han marcado mi vida.

Gracias a todos por estar en mi vida, les agradezco y no tengo palabras para seguir expresando mi agradecimiento.

Dedicatorias de Agustín Alfonso:

A mis padres, Agustín y Rosario, quienes han sido mi impulso toda la vida, que me educaron y formaron la persona que soy el día de hoy, y que sin sus enseñanzas cariño y apoyo no habría llegado a donde estoy ahora.

A mi carnal Emilio, quien ha sido mi cómplice toda la vida, mi compañero de muchas batallas, y la razón de muchos de mis corajes, con quien comparto casi todo, desde amigos y vivencias, hasta gustos y pertenencias, no podía irme sin dedicarte esto.

A mis abuelos Alfonso y Fina, quienes han estado siempre presentes en los momentos importantes de mi vida, aunque a veces me consintieron más de la cuenta, han sido una parte importante de desarrollo.

A mi tía Finita, con quien siempre he disfrutado de su compañía, una persona muy interesante, con quien me divertí como enano cada vez que la visitamos y escuchamos sus aventuras relacionadas con su oficio o simplemente de su vida.

A mis tíos Pedro y Candita, que desde chiquito me han cuidado y hasta la fecha son personas muy atentas conmigo, de las que puedo disfrutar de sus anécdotas tanto como de sus ocurrencias veloces.

A mi tío Ramón, con quien me he divertido desde que era pequeño y quien me ha brindado su apoyo, ha estado atento de mí desde que empecé a estudiar, aún me sigo divirtiendo cada que salimos con él como si fuera nuestro hermanito.

A mis tíos Alfonso y Cecilia, que también han estado muy pendientes de mí desde que llegué al Distrito Federal, y que me han cuidado cuando he estado grave, además de brindarme su tiempo para disfrutar de sus historias y curiosidades.

A mis tíos Eduardo y Eva, que siempre han sido amables conmigo, y he de decir que siempre me ha sorprendido la capacidad de mi tío de recordar cosas con tal lujo de detalle y del que disfruto de las anécdotas que cuenta con humor.

A mi tía Margarita quien es la monjita preferida de la familia, y cuyas ocurrencias he inocencia siempre han resultado ser muy divertidas para todos los que convivimos con ella.

A mis primos Ana, Daniel, Eva, Pedro, Eduardo y Andrés, a ustedes con los que he convivido desde chico hasta ahora, y con los que he pasado momentos muy agradables, a ustedes también les dedico este trabajo.

A mis tíos Felipe, Lupita, Águeda, Quimo y Elizabeth, quienes le dan vida a esa casa cuando la familia se reúne.

A mis Padrinos prestados, Francisco y Maris, porque gran como mis niños desde chiquito, y lo ocurrentes y divertidos que gran, y siguen siendo, me sería casi imposible de olvidar.

A mi tío Adrián con el que mi papá vivió muchas aventuras y que siempre nos recibe y trata con mucho cariño, con mucha estima y que siempre tiene la actitud más tranquila y pasiva que he visto.

A mis camaradas en casa, Jorge, Omar, Diana, Yerg, Fani, Johanna, Evelio, Xavier, Ingrid, Lucé, Ulises, Panchito, Josué, Alfonso, Emanuel, Carlos, Alejandro y Yero, con quienes he compartido y sigo compartiendo muchos momentos divertidos, aventuras y sustos vehiculares.

A mis cuates que conocí en el Distrito Federal, Carlos, Tania, Diana, Steffany, Rubí, Sebastián, Andy, Luisa, Julia, Elia, Camargo, Erick Gallardo, Eliel y Jaquie a quienes conocí en la facultad y la convivencia con ellos dentro de esta fue muy grata, y con algunos fuera de ella aún más memorable.

A los ingenieros Antonio Martínez y Alejandra Ramos, y a todos los de la unidad operativa de aguas profundas por su inmenso apoyo en la realización de esta tesis.

A mis entrenadores Antonio Solórzano padre y Antonio Solórzano hijo, porque una de las cosas importantes que me hizo mejorar en mi desempeño académico, que me motivara a seguir y no abandonar el camino, fue la disciplina que me inculcaron en el entrenamiento.

A mi compañero Luis Andrés, quien esta tesis no habría podido siquiera iniciar si no fuera por su tremenda habilidad de desenvolverse entre una gran cantidad de personas y no se diga concluir.

A todos ustedes gracias, este trabajo se los dedico a ustedes.

Índice

ÍNDICE	1
LISTA DE TABLAS	5
LISTA DE FIGURAS	6
RESUMEN	8
INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES.....	9
OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	11
JUSTIFICACIÓN	12
DELIMITACIÓN	12
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
CAPÍTULO I.....	14
CAPÍTULO 1 PERFORACIÓN.....	14
I.1. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL POZO	14
I.2. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN	14
I.3. OBJETIVOS DEL POZO	16
I.4. GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTOS DE TR'S.....	16
I.5. OBJETIVO DE CADA ETAPA Y POSIBLES PROBLEMÁTICAS DE UN POZO	25
I.6. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DE SÓLIDOS.....	29
I.7. PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	33
I.8. DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN	36
I.9. CEMENTACIONES.....	37
I.10. ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO Y GEOMETRÍA DEL POZO	40
I.11. FIN DE LA PERFORACIÓN	43
CAPÍTULO II.....	45
CAPÍTULO 2 PRUEBAS DST	45
CONCEPTOS DE PRUEBAS DST.....	45
II.1. TIPOS DE PRUEBAS DST	48
II.1.1. <i>Agujero Descubierto</i>	51
II.1.2. <i>Agujero Revestido</i>	53
II.2. COMPONENTES DE UNA SARTA DST	56
II.2.1. <i>Empacador</i>	58
II.2.2. <i>Válvula de cierre en fondo</i>	59
II.2.3. <i>Válvula de circulación inversa</i>	61
II.2.4. <i>Junta de Expansión</i>	63
II.2.5. <i>Martillo Hidráulico</i>	65
II.2.6. <i>Junta de Seguridad</i>	66
II.2.7. <i>Porta Registrador de Memoria</i>	68
II.2.8. <i>Válvula de Drene</i>	68
II.2.9. <i>Muestrero</i>	69
II.2.10. <i>Niple de Inyección</i>	70

II.2.11. Cabezal de control.....	71
II.3. EQUIPO MARINO DE DST.....	73
II.3.1 Bola Colgadora.....	73
II.3.2. BOP CAN.....	74
II.3.2. RamLock.....	74
II.3.3. Válvula Maestra Submarina SSTT.....	75
II.3.4. Mandril Centralizador.....	76
II.3.5. Válvula retenedora y Lubricador de Subsuelo.....	76
II.3.5. Mandril de protección de líneas de control submarino RSM.....	77
II.3.6. Unidad de Control Submarina “Sealink”.....	78
II.3. DISEÑO DE DST.....	78
II.3.1. Condiciones apropiadas del agujero.....	79
II.3.2. Diseño apropiado de la prueba.....	79
II.3.3. Capacidad de resistencia.....	83
II.3.4. Evaluación de cargas.....	85
II.3.4.1. Cargas axiales.....	85
II.3.4.2. Cargas de presión.....	87
II.4. DESEMPEÑO MECÁNICO.....	88
II.4.1. Resistencia de los tubulares.....	90
II.5. METODOLOGÍA.....	91
CAPÍTULO III.....	93
CAPÍTULO 3 TELEMETRÍA ACÚSTICA Y TIEMPO REAL.....	93
III.2. TIPOS DE LECTURA DE DATOS.....	94
III.2.1. Sistema de Telemetría Acústica (ATS).....	96
IV.2.1.1. Partes integrales de ATS.....	97
IV.2.1.2. Transmisor.....	97
IV.2.1.3. Repetidor.....	98
IV.2.1.4. Transceiver.....	99
III.2.2. Funcionamiento del ATS.....	100
III.2.3. Modo con Cable Eléctrico.....	103
III.2.4. Procedimiento Operativo.....	104
III.3. TELEMETRÍA ACÚSTICA AVANZADA.....	105
III.3.2. Equipo utilizado.....	107
III.3.3. Configuración de la Sarta de Telemetría Acústica Avanzada.....	110
III.4. COMPARACIÓN ENTRE ATS Y TELEMETRÍA ACÚSTICA AVANZADA.....	113
CAPÍTULO IV.....	114
CAPÍTULO 4 PROCESO DE TERMINACIÓN.....	114
IV.1. FASE DE PLANEACIÓN.....	115
IV.2. LAVADO DE POZOS.....	119
IV.2.1. Metodología de Diseño.....	120
IV.1.1.1. Sarta de lavado.....	120
IV.1.1.2. Tipos de baches.....	121
IV.1.1.3. Máxima presión diferencial en el desplazamiento.....	122
IV.1.1.4. Ingeniería de Fluidos.....	123

IV.1.1.4.1. Baches lavadores	123
IV.1.1.4.2. Baches viscosos	124
IV.1.1.5. Nivel de turbidez.....	125
IV.3. SALMUERA Y FLUIDOS EMPACADORES	126
IV.4. CORRIDA PARA AJUSTE DE ESPACIAMIENTO SUBMARINO (DUMMY RUN).....	128
IV.5. REGISTROS DE CORRELACIÓN	129
IV.5.1. Registro CBL.....	130
IV.3.1.1. Herramientas de evaluación.....	130
IV.5.2 Registro en Agujero Descubierto	131
IV.6. DISPAROS	132
IV.6.1. Tipos de disparos y explosivos	132
II.6.1.1. Disparos de Bala	133
II.6.1.2. Disparos a Chorro	133
II.6.1.3. Pistolas Hidráulicas	133
IV.6.3. Planeación y geometría de disparo.....	134
IV.6.4. Técnicas de disparo.....	135
IV.6.4.1. Condiciones de Sobre Balance y Bajo Balance	136
IV.7. Aforo del pozo.....	137
IV.7.1. Cabeza de flujo.....	139
IV.7.2. Separador de prueba.....	139
IV.7.3. Tanque de medición/agitación	140
IV.7.4. Bombas y manifolds.....	140
IV.7.5. Quemadores	140
IV.7.6. Sistema de cierre de emergencia	141
IV.8. HIDRATOS Y GLICOL	141
IV.8.1. Formación de hidratos.....	142
IV.8.3. Control de formación de hidratos.....	143
IV.8.2. Inyección de Glicol.....	145
IV.9. LIFTING FRAME	146
IV.10. ABANDONO DEL POZO.....	148
CAPÍTULO V.....	153
CAPÍTULO 5 EJECUCIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL PROYECTO-POZO	153
V.1. SEGUIMIENTO OPERATIVO: LAVADO DE POZO	153
V.2. SEGUIMIENTO OPERATIVO: METER APAREJO DE PRUEBA	157
V.2.1. Dummy Run.....	157
V.2.2. Armado del Aparejo Preliminar.....	161
V.2.2.2. Registro de Correlación.....	162
V.2.2. Armado del Aparejo Definitivo.....	162
V.3. SEGUIMIENTO OPERATIVO: INSTALACIÓN DE CABEZA DE PRUEBA	163
V.4. SEGUIMIENTO OPERATIVO: INSTALACIÓN DE EQUIPO DE AFOROS	164
V.5. SEGUIMIENTO OPERATIVO: DESPLAZAMIENTO PARA GENERAR BAJO BALANCE	164
V.6. SEGUIMIENTO OPERATIVO: DISPAROS.....	165
V.7. SEGUIMIENTO OPERATIVO: INDUCCIÓN	166
V.8. SEGUIMIENTO OPERATIVO: EVALUACIÓN DEL INTERVALO.....	167
V.7.1. Ciclar válvulas.....	167
V.7.2. Limpieza del pozo.....	168

V.7.3. Aforos.....	169
V.7.4. Curva de incremento.....	170
V.8. AISLAMIENTO DEL INTERVALO.....	171
V.8.1. Control de pozo.....	171
V.8.2. Recuperación del aparejo.....	172
V.8.3. Cementación.....	173
V.8.3.1. Escarear.....	173
V.8.3.2. Colocación del retenedor.....	173
V.8.3.3. Bombeo de cemento.....	173
V.8.3.4. Levantamiento de Stinger.....	174
V.9. SEGUIMIENTO OPERATIVO: CONTROL DE HIDRATOS.....	174
V.10. FINALIZACIÓN DEL PRIMER INTERVALO.....	176
V.11. FINALIZACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO.....	177
RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.....	181
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES.....	181
PRIMERA CONCLUSIÓN.....	182
SEGUNDA CONCLUSIÓN.....	183
TERCERA CONCLUSIÓN.....	185
PRIMERA RECOMENDACIÓN.....	186
SEGUNDA RECOMENDACIÓN.....	187
TERCERA RECOMENDACIÓN.....	187
ANEXOS.....	188
ANEXO A: LAVADO DE POZOS.....	188
ANEXO B: SARTA DE LAVADO DE POZOS.....	191
ANEXO C: DISTRIBUCIÓN DE EQUIPO DE AFORO.....	192
ANEXO D: MODELOS DE RESISTENCIA DE TUBERÍAS.....	193
ANEXO E: EVALUACIÓN DE CARGAS AXIALES.....	195
ANEXO F: OPERACIÓN DE VÁLVULA DE CIERRE DE FONDO.....	197
BIBLIOGRAFÍA.....	198

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Capacidad de la Plataforma Centenario	15
Tabla 1.2. Pruebas de Objetivos.....	16
Tabla 1.3. Objetivo por cada etapa.....	25
Tabla 1.4. Problemática Posible durante la Perforación	26
Tabla 1.5. (a) Distribución de Tubulares, (b) Tuberías de Revestimiento de Contingencia	35
Tabla 1.6. (a) Resumen de Cementaciones; (b) Objetivos y Observaciones	39
Tabla 2.1. Tipos de pruebas de producción temporales con aparejos DST en PEP	48
Tabla 2.2. Duración de periodos en prueba DST	82
Tabla 2.3. Factores de Diseño	89
Tabla 3.1. Simulación de adquisición de datos	111
Tabla 3.2. A) Tiempo de descarga de datos en tiempo real. B) Descarga de datos en tiempo real durante cierre de fondo. C) Descarga de datos en tiempo real de espacio anular (en caso de no poder operar herramientas DST)	112
Tabla 4.1. Configuración general de la sarta DST-TCP con el sistema de telemetría acústica integrada	117
Tabla 4.2. Configuración del Dummy Run.....	129
Tabla 4.3. Tipos de explosivos.....	132
Tabla 4.4. Tipo de taponamiento	149
Tabla 5.1. Distribución de la sarta de lavado.....	153
Tabla 5.2. Descripción de pistola y disparos utilizados	165

Lista de Figuras

Figura 1.1. Ventana Operativa proveniente del Análisis de Datos Sísmicos y Correlaciones. . .	18
Figura 1.2. Corrección del Diseño por Objetos.....	20
Figura 1.3. Mapa de Riesgos Someros	24
Figura 1.4. Programa de Fluidos.....	32
Figura 1.5. Diseño de Tubulares de Revestimiento.....	34
Figura 1.6. Estado Mecánico	41
Figura 1.7. Escenario Total de Contingencias.....	42
Figura 1.8. Estado Mecánico antes de la Terminación	44
Figura 2.1. Esquema de tipos de pruebas.....	49
Figura 2.2. Elementos de una DST Integral.....	50
Figura 2.3. Elementos de una DST de Dos Viajes.....	50
Figura 2.4. Arreglo típico de una prueba DST convencional en agujero descubierto	53
Figura 2.5. Arreglo típico de una prueba DST convencional para intervalos.....	53
Figura 2.6. Arreglo típico de una prueba DST con sistemas inflables	53
Figura 2.7. Empacador	59
Figura 2.8. Válvula de Cierre en Fondo.....	61
Figura 2.9. Válvula de Circulación Inversa	63
Figura 2.10. Junta de Expansión o Slip Joint.....	64
Figura 2.11. Martillo Hidráulico o Jar.....	66
Figura 2.12. Junta de Seguridad.....	67
Figura 2.13. Porta Registradores de Memoria.....	67
Figura 2.14. Válvula de Drene.....	68
Figura 2.15. Muestrero armado y sin armar	70
Figura 2.16. Niple de Inyección.....	71
Figura 2.17. Cabezal de Control	73
Figura 2.18. Bola Colgadora.....	73
Figura 2.19. BOP CAN	74
Figura 2.20. RamLock	74
Figura 2.21. Válvula Maestra Submarina	76
Figura 2.22. Válvula retenedora/lubricador de subsuelo.....	77
Figura 2.23. Mandril de control submarino RSM.....	77
Figura 2.24. Sealink	78
Figura 2.25. Capacidad de resistencia de una tubería.....	83
Figura 2.26. Distribución de cargas axiales	86
Figura 2.27. Comportamiento de presión aplicada en la sarta de prueba	88
Figura 3.1. Configuración de sarta DST en tierra y costa afuera.	94
Figura 3.2. Sistema de Telemetría Acústica “Sistema Tiempo Real Inalámbrico”.....	95

Figura 3.3. Sistema Convencional “Sistema de Memoria”	95
Figura 3.4. Sistema Tiempo Real Línea Eléctrica”	96
Figura 3.5. Transmisor.....	98
Figura 3.6. Repetidor	99
Figura 3.7. Transceiver.....	100
Figura 3.8. Funcionamiento del Sistema ATS	102
Figura 3.9. Funcionamiento del Sistema de Telemetría Acústica Avanzada.....	106
Figura 3.10. A) Repetidor, B) Registrador de Cuarzo C) Portaregistrador.....	108
Figura 3.11. Sensor Dual	109
Figura 3.12. Equipo de Telemetría Acústica Avanzada	109
Figura 3.13. Propuesta de monitoreo en tiempo real	110
Figura 4.1. Métodos de terminación en el yacimiento	114
Figura 4.2. Estado mecánico programado	116
Figura 4.3. Lavado de pozo	119
Figura 4.4. Sarta de lavado.....	121
Figura 4.5. Configuración y posición de los baches	122
Figura 4.6. Comportamiento de las líneas de flujo sobre la partícula.....	123
Figura 4.7. Curva de cristalización de salmueras	128
Figura 4.8. Factores geométricos del sistema de disparos	134
Figura 4.9. Patrón de agujeros para pistolas	135
Figura 4.10. Daño a la formación causada por el disparo	137
Figura 4.11. Bola y Elevador del Lifting Frame.....	147
Figura 4.12. Uso de tapón mecánico recuperable	149
Figura 4.13. Uso de tapón de cemento.....	150
Figura 4.14. Práctica para taponamiento de pozos submarinos.....	150
Figura 4.15. Taponamiento de zonas con cementación forzada en aguas profundas.	152
Figura 5.1. Espaciamiento SubSea antes de ajuste	159
Figura 5.2. Espaciamiento SubSea después de ajuste.....	160
Figura 5.3. Estado mecánico final del primer intervalo.....	179
Figura 5.4. Estado mecánico final del segundo intervalo.....	180

La mayor dificultad que se presenta al empezar a explorar en aguas profundas, es el tiempo y la inversión que se hace en este tipo de pozos, debido a esto es necesario ahorrar tiempo y costos al obtener información, sin dejar de lado que la información debe ser lo más confiable posible, por lo que es necesario la implementación de pruebas que sean eficaces y que cubran estos requerimientos.

El trabajo presentado es una tesis documental de un pozo real, enfocado en la terminación del mismo, usando una sarta DST con Telemetría Acústica para evaluar y obtener información de los intervalos de interés.

Por lo que se pensó hacer un seguimiento operativo de las facetas de la terminación de un pozo real costa afuera, con la implementación del Sistema de Telemetría Acústica en la toma de información que se realiza con el aparejo DST.

Este seguimiento operativo se planeó con el fin de tener bases prácticas para el diseño de una terminación en pozos con tirantes de agua superiores a 1000 metros del nivel del mar. Así como observar el desarrollo de cada etapa que se realiza para visualizar y comparar la planeación teoría con la ejecución final de cada segmento de la terminación.

Una misma comparativa se presenta entre la utilización de la aparejos DST en tierra y en aguas profundas, así como su configuración implementando el análisis de datos de manera real al mismo tiempo que se van presentando datos de la formación y en algunos casos, problemas con la misma formación u obstrucciones provocadas por las altas presiones, bajas temperaturas y la presencia de gas que llegan a formar hidratos, que deben ser controlados de forma eficiente tan rápido se tenga noticia de ellos, y es por esto que la necesidad de la implementación de toma de información en tiempo real es crucial para evitar fallos operativos.

Antecedentes

Los hidrocarburos a nivel mundial, siguen constituyendo la mayor fuente de energía que existe, y la mayor parte de los expertos opinan que esta tendencia se mantendrá por las próximas décadas.

Para México esta tendencia es favorable, puesto que México es un país netamente petrolero. Desde finales de la década de los setenta del siglo pasado hasta la actualidad, Petróleos Mexicanos (PEMEX) se ha mantenido como la principal fuente de divisas y como el más importante medio de captura de renta interna y externa que se haya conocido en lo que respecta a las empresas públicas en la historia de México.

Petróleos Mexicanos como empresa petrolera integrada, es la onceava más importante a nivel mundialⁱ, así como la cuarta en producción de crudo y la novena en producción de gas natural. México ocupa el lugar diecisiete en reservas probadas de petróleo crudo tanto que en reservas probadas de gas natural tiene el lugar treinta y tresⁱⁱ.

Actualmente PEMEX invierte más de seis veces lo que invierte la empresa mexicana más grande en la Bolsa Mexicana de Valores; más de lo que invierten todas las empresas mexicanas listadas en la Bolsa de Valores juntas (PEMEX *Exploración y Producción* se mantiene como primer lugar en costos de producción a nivel mundialⁱⁱⁱ).

Pemex *Exploración y Producción* está en una etapa de su historia a la cual se le puede llamar la *era postCantarell*. Como había sido largamente anunciado, el gigante empezó a declinar en 2004^{iv}. Ante dicho panorama, una parte muy importante de su producción está siendo compensada con los aportes de otros campos nuevos o de proyectos de optimización, como el de Ku-Maloob-Zaap.

Ante esta realidad, existen cuatro áreas de explotación petrolera en las que se deberá trabajar para darle sustentabilidad a la plataforma de producción.

- a) Exploración y desarrollo de los recursos prospectivos en las cuencas del sureste;
- b) Reingeniería de campos maduros;
- c) Desarrollo del paleocanal de Chicontepec; y,
- d) Exploración y desarrollo de las aguas profundas del Golfo de México.

Para poder garantizar la demanda energética del país, es necesario tener en mente el actuar con los cuatro puntos propuestos simultáneamente. Debido a que se requieren nuevas áreas que subsanen la declinación de los actuales campos de producción.

La reservas probadas que se tienen hoy en día, alcanzan para los próximos 10.2 años, sin embargo teniendo en cuenta el potencial de las reservas probadas, probables y posibles (3P) se logra tener 32.3 años de producción. Actualmente la restitución de reservas se encuentra en sus más altos niveles históricos alcanzando una tasa de restitución de 107.6% de las reservas 3P^v y teniendo un escenario de crecimiento sostenido, se estará produciendo 2.7 millones de barriles por día para 2012 y tres millones para 2017ⁱⁱ.

Éste nuevo escenario trae consigo la urgencia por mantener e incrementar los niveles actuales de producción de hidrocarburos y la responsabilidad de garantizar una operación sustentable de largo plazo, así como la necesidad de seguir incorporando reservas para asegurar la operación del organismo, la eficiencia operativa, administrativa y financiera de PEMEX y del país.

Se estima que México cuenta con 50.5 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos. El 58% se concentra en Aguas Profundas del Golfo de México, que se caracterizan por contar con tirantes de agua mayores a 500 metros. Estos recursos pueden convertirse en reservas por medio de la actividad exploratoria exitosa. No obstante, la exploración, descubrimiento y eventual desarrollo de los campos en aguas profundas requiere de capacidades técnicas y de ejecución significativas, con riesgos importantes para la inversión.^{vi}

Objetivo de la investigación

El desafío de Aguas Profundas son las condiciones de trabajo, así como el tiempo que se invierte en un proyecto; el tiempo en estas circunstancias es crucial, debido a que entre mayor es el tiempo en cubrir un proyecto, mayor es el costo de la inversión.

Una de las grandes complicaciones en la exploración, perforación y explotación en Aguas Profundas es el tirante de agua que se tiene. Esto conlleva que se tengan bajas temperaturas y altas presiones en el lecho marino, por lo cual el cambio de temperaturas mayores dentro de la formación genera “fatigas en las tuberías”, también un cambio en las propiedades de los fluidos de perforación, e igualmente los cambios de temperatura durante las operaciones de terminación pueden producir formación de hidratos de gas en el lecho marino; así mismo al evaluar las etapas de perforación en aguas profundas se encuentran ventanas operativas más estrechas en comparación con las que se evalúan en tierra.

Para subsanar los tiempos y costos operativos, la asimilación e incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos es importante. Una forma para reducir los tiempos operativos, es tener una forma de obtener mayor certidumbre en la capacidad productora del pozo, esto se puede lograr con la incorporación de nuevos y mejores tipos de pruebas. Ya que resulta evidente que la toma de lecturas que se hacen con pruebas convencionales llega a tener varios inconvenientes, como es el caso específico de tener varios “viajes” con la tubería para poder tomar muestras y leer las mediciones en superficie.

El objetivo de este trabajo consiste en documentar la terminación (evaluación de intervalos de interés) y el uso de la telemetría acústica en el caso real de un pozo-proyecto ubicado en aguas profundas, clasificado como “pozo en busca de acumulación”, mostrando en que difieren las pruebas de producción convencionales a estas nuevas pruebas con telemetría en aguas profundas, al igual de cómo se diseña la prueba, ejecuta e incorpora la toma de datos y análisis del yacimiento con la utilización

de las mejoras tecnológicas empleadas en la prueba de Drill Stem Test (DST)¹ y como se está implementando a los nuevos proyectos de PEMEX *Exploración y Producción*.

Justificación

Derivado a la necesidad de mantener e incrementar las reservas actuales se hace necesario utilizar mejoras tecnológicas que reduzcan el tiempo operativo de un proyecto en aguas profundas sin sacrificar la calidad de la toma de información.

Las pruebas de DST tradicionales son poco prácticas en aguas profundas ya que las condiciones de operación son distintas y su tiempo de ejecución es prolongado, y es por ello que se deben emplear mejores prácticas que sean acordes a las necesidades de exploración y producción costa afuera, que minimicen los tiempos y den mejor certidumbre de las condiciones de afluencia del yacimiento.

Las contribuciones que provee este novedoso equipo de prueba DST es mejorar las prácticas actuales dando mayor control y certeza de las condiciones del pozo para poder tomar mejores decisiones, lográndolo con la incorporación de telemetría acústica en tiempo real.

Delimitación

El proyecto se tomó del caso real de un pozo perforado en aguas profundas, alojado en el Activo de Exploración de Aguas Profundas Sur, la información aquí vertida contempla una semblanza del Programa de Perforación y del Programa de Terminación de este pozo. La etapa de Terminación del Pozo es la parte culminante del proyecto, y con ésta se puede hacer la comparación de entre lo planeado y lo realizado, como también los planes de contingencia que se ocuparon.

Así mismo en este trabajo se incluye de manera importante el uso de una innovación para los pozos en aguas profundas actuales, como lo es, el Sistema de Telemetría

¹ **Prueba DST:** es un método que reúne información sobre la productividad del yacimiento antes de instalar una sarta de terminación permanente. Ya sea que se realice en agujero descubierto o en pozos entubados

Acústica Avanzada, con el que se realizan medición de presión y temperatura a través de la columna de perforación (DST, por sus siglas en ingles) en tiempo real y su influencia en la terminación de un pozo en aguas profundas. Contemplando la toma de información a través de los sensores de manera inalámbrica.

Planteamiento del Problema

Al realizar pruebas de DST, éstas involucran el bajar una sarta de terminación de prueba con la cual se toma el registro, y posteriormente debe volver a sacarse para poder obtener las lecturas que fueron tomadas en el agujero, requiriendo de equipo, personal, y sobre todo tiempo para realizar estas acciones. Sin embargo, si la prueba no resultó ser representativa, no se realizó adecuadamente o hay fallas de hermeticidad, de acoplamiento de los empacadores, o mala realización de los disparos, se requerirán hacer viajes adicionales con la sarta de prueba, no obstante los resultados que indiquen estas alteraciones, no podrán conocerse hasta que la información llegue a superficie y sea analizada, lo cual genera retraso en el proyecto planeado.

Con la utilización de este nuevo desarrollo tecnológico de pruebas DST se puede tener mayor certidumbre del potencial del yacimiento requiriendo menor tiempo de ejecución.

PERFORACIÓN

I.1. Ubicación y Descripción del Pozo

El Activo de Exploración de Aguas Profundas Sur (antes Integral Holok-Temoa) se incorporó con el propósito fundamental de desarrollar y administrar los campos ubicados en tirantes de agua superiores a 500 metros. El Activo forma parte de la Subdirección de Exploración en la organización Actual de PEMEX y geográficamente los proyectos que atiende se ubican en la Región Marina Suroeste.

Dentro del ámbito del Activo de Exploración se localizan los pozos exploratorios Lakach 1, Lalail 1, Leek 1 y Noxal 1, que encontraron únicamente yacimientos de gas no asociado. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 3,383.5 y 5,458.2 millones de barriles, equivalentes a 4.3% y 8.2% de los volúmenes nacionales, respectivamente.^{vii}

Con relación a los volúmenes originales de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2011 se tienen 23,932.1 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 12.4% del total nacional, correspondiendo solo el 3.1% de ese total al Activo Integral Holok-Temoa, concretamente al campo Lakach. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 6,399.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales solo el 12.2 % es a Holok-Temoa.^{viii} Se estima encontrar para este pozo-proyecto una reserva 3P en un rango de entre 1.5 y 2 billones de pies cúbicos de gas.

I.2. Características del Equipo de Perforación

La intervención se realizó con la Plataforma Semisumergible CENTENARIO, el pozo está ubicado en la Región Marina Suroeste. La plataforma Centenario es una

plataforma semisumergible de sexta generación de la compañía mexicana Gremsa, la cual arrendo a PEMEX Exploración y Producción por un periodo de 5 años^{ix}, cuenta con una capacidad máxima de perforación de 12,192 metros de profundidad y tirantes de agua máximo de 3,050 metros. Anteriormente este equipo perforó, termino y evaluó un pozo con tirante de agua de 1928 metros. Este pozo-proyecto, tiene un tirante de agua de 2154 metros, por lo que su tirante de agua lo coloca como uno de los más profundos a nivel nacional.

Tabla 1.1. Capacidad de la Plataforma Centenario^x

Capacidades	
Calado mínimo de navegación	8.35 m
Altura libre de navegación	21.65 m
Calado máximo de operación	20 m
Máximo tirante de agua	3050 m
Material en sacos	7100
Agua de perforación	14702 bl
Agua potable	10785 bl
Combustible diesel	21270 bl
Combustible turbosina	63 bl
Tanques de lodo sintético	4679 bl
Salmuera	4875 bl
Capacidad de barita	15900 p ³
Capacidad de cemento a granel	15900 p ³
Dimensiones	
Largo	118.10 m
Ancho	91.20 m
Profundidad del casco	38.60 m
Pontones (dos)	98.82 m
Longitud:	20.12 m
Ancho:	8.54 m
Altura:	
Columnas (cuatro)	15.86 x15.86
Sección horizontal:	m
Altura mesa rotaria – NM	31.50 m
Capacidad de personal	164 personas

I.3. Objetivos del Pozo

El objetivo principal de la localización de este pozo es el de obtener información litológica, sedimentológica, petrofísica, contenido de fluidos y de las velocidades sísmicas con el propósito de calibrar los modelos geológicos, además de evaluar el potencial petrolero de los Plays del Mioceno Superior, Medio, Inferior y Oligoceno, donde se estima encontrar formaciones de gas húmedo. Este pozo se localiza frente de las costas del Estado de Veracruz, siendo como ya se ha mencionado un pozo de aguas profundas tirante de agua 2154 metros. En la **Tabla 1.2** se anexan los principales objetivos.

Tabla 1.2. Pruebas de Objetivos^{xi}

Intervalo m.v.b.m.r.	Formación	Litología (%)	Tipo de Hidrocarburo	Tipo de Prueba
2821-3251	Mioceno Superior	Arena	Gas Húmedo	Mini DST
441-3761	Mioceno Medio	Arena	Gas Húmedo	Mini DST
3951-4561	Mioceno Inferior	Arena	Gas Húmedo	DST
4561-4931	Oligoceno	Arena	Gas Húmedo	DST

I.4. Geopresiones y Asentamientos de TR's

Un aspecto en el proceso del diseño y planeación de la perforación de un pozo es determinar las características mecánicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc.) y problemas que se puedan encontrar durante la perforación del mismo.

Cuando se trata de un pozo exploratorio, la información disponible para el diseño de la perforación se limita a estudios geológicos y geofísicos realizados en el campo

prospecto. El empleo de la información geofísica, en particular la información sísmológica permite determinar la litología a perforar, presiones de formación y fractura, propiedades mecánicas de las formaciones y echados de las formaciones.

La existencia de ciertos registros geofísicos constituye una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar. Por ejemplo, permite efectuar una predicción adecuada de las presiones de formación y fractura que es una información fundamental para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar.

Para determinar el perfil de geopresiones o ventana operativa, es indispensable conocer las presiones de las diferentes profundidades a las que se perforará así como los gradientes de presión de la formación, ya que siendo éste un pozo exploratorio no se cuenta con información totalmente certera, sin embargo se usa información de los pozos de correlación, para determinar el perfil de probables geopresiones.

El proceso de evaluación de geopresiones, consiste además en la calibración de la predicción de los perfiles de poro y fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación.

La profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento, programas de densidades del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo depende de la cuantificación correcta de las presiones de formación (presión de poro) y fractura, obteniendo así la ventana operativa del pozo.

Para el caso de este pozo-proyecto en la ventana de operación se tienen consideradas cinco etapas, estas se determinan de acuerdo a la presión de formación esperada y el gradiente de fractura que se obtuvo, como se muestra en la **figura 1.1**.

El proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo, considerándose siempre que la presión hidrostática del lodo que se utilizará en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior. Una vez que se establece la densidad a utilizar, es recomendable agregar (para fines de diseño) un margen de 0.04 gr/cm^3 al peso del lodo determinado en el perfil de presiones para

tomar en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular (densidad equivalente) que se generan durante la circulación, para no rebasar en un momento dado la presión de fractura.^{xii}

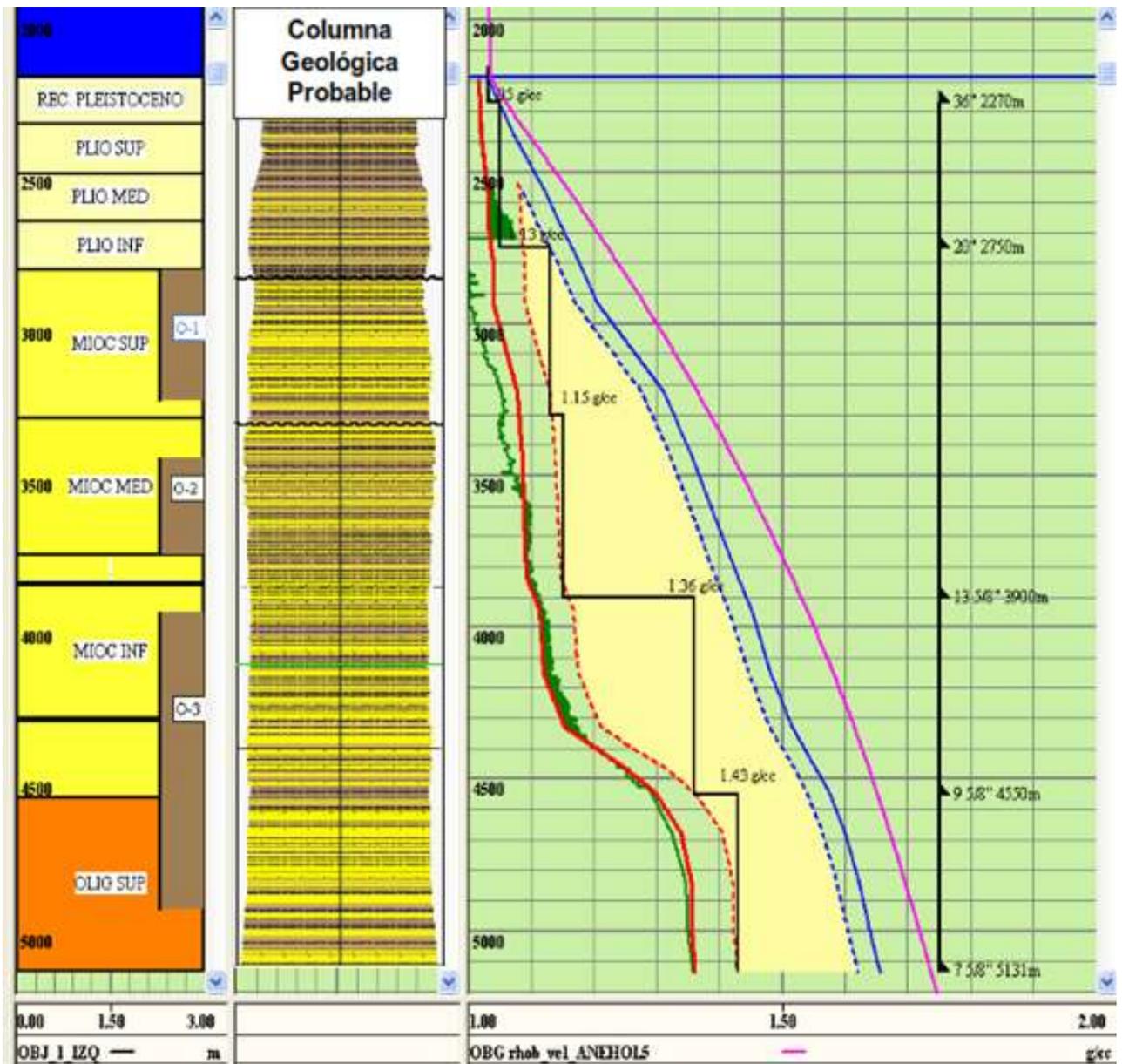


Figura 1.1. Ventana Operativa proveniente del Análisis de Datos Sísmicos y Correlaciones.^{xiii}

Los principales parámetros que influyen en la determinación de las profundidades de asentamiento de las TR's son:

1. Profundidad del (los) objetivo(s).
2. Diámetro requerido al objetivo.
3. Tipo de formación y su contenido de fluidos.
4. Presión de poro y de fractura.
5. Densidad del fluido de control.
6. Presión diferencial.
7. Máximo volumen al brote durante la perforación.

En la metodología para el asentamiento de tuberías de revestimiento se plantean dos esquemas. El Esquema I-Convencional se realiza en primera instancia para el diseño de todos los pozos, tanto exploratorios como de desarrollo; en este caso específico para exploratorio. Tanto que el Esquema II-Ajustado se utiliza para establecer consideraciones adicionales dependiendo de las características del pozo.^{xiv}

El Esquema I-Convencional propone un método gráfico principalmente y consta de los siguientes puntos:

1. Recopilación de Información.
2. Evaluación y graficación de parámetros:
 - a) Márgenes de Control.
 - b) Efecto de Brote.
 - c) Presión diferencial.
 - d) Densidad Equivalente de Circulación.
 - e) Correlación Estratigráfica y Litología.
 - f) Estabilidad del Agujero.
3. Asentamiento de la TR de Explotación
4. Asentamiento de las TR's Intermedias y Superficial.

Respecto al punto 4 del Esquema I-Convencional, cabe mencionar que dependiendo de las características de diseño, el proceso de asentamiento de tuberías de revestimiento que tradicionalmente se planea partiendo desde el fondo del pozo hacia la parte

superior, puede invertirse y se puede realizar desde la parte superficial hacia el fondo del pozo.

Para el caso de este proyecto se deben aplicar otros criterios aparte del Esquema I-Convencional y por lo tanto es necesario su ajuste con el Esquema II. Este ajuste corresponde a que para aguas profundas el diseño de la perforación es diferente comparado con el realizado en aguas someras o en pozos terrestres.

En perforaciones costa afuera, en especial en donde la perforación tiene un profundo tirante de agua, suele haber una relación proporcional con la ventana operativa, esto es, que a mayor tirante de agua más estrecha es la ventana operativa. Como se puede ver en la **Figura 1.1** y **Figura 1.2**.

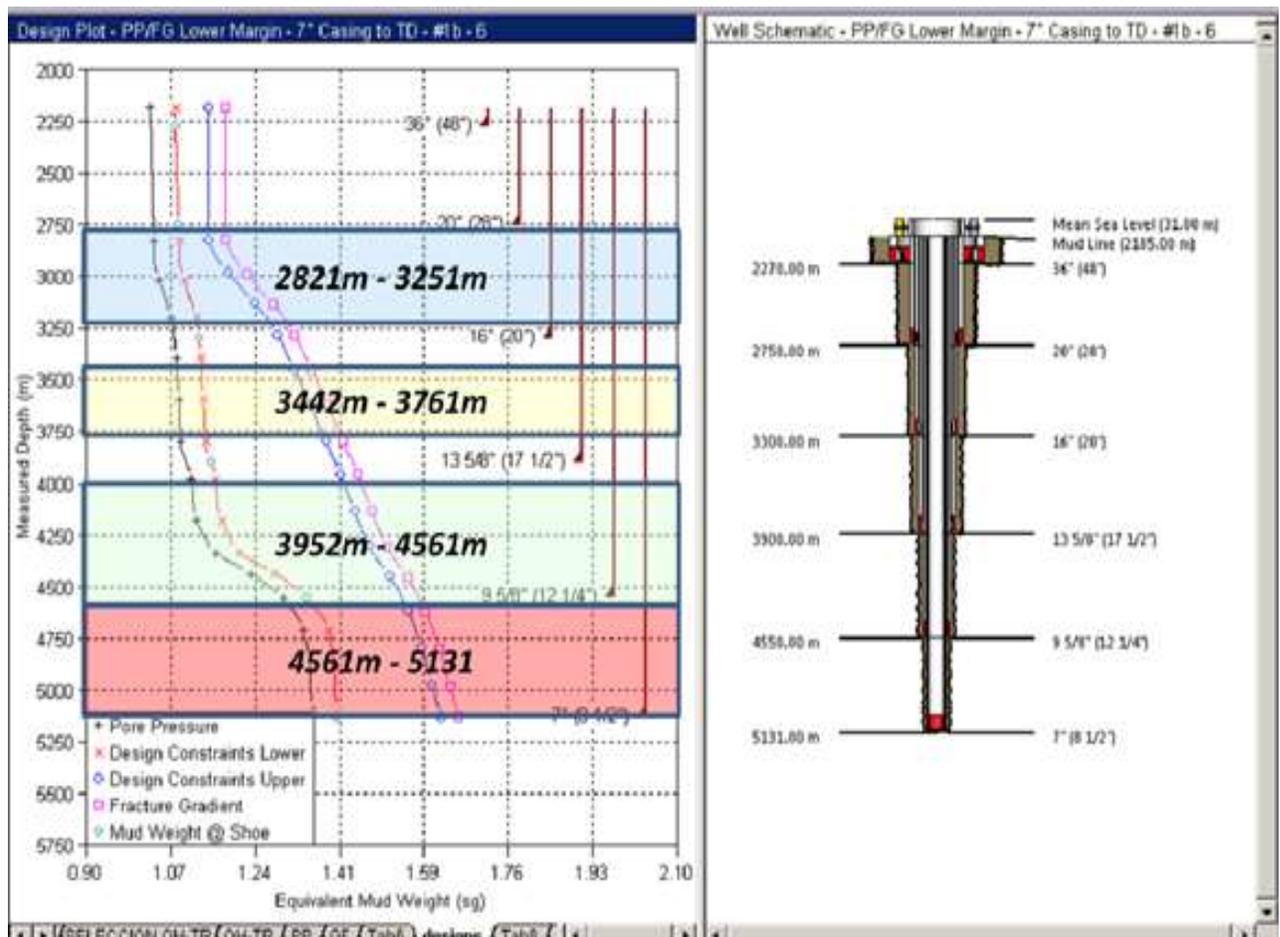


Figura 1.2. Corrección del Diseño por Objetos

Por tanto, después de planear el asentamiento de la tubería conductora, el diseño para aguas profundas debe continuar con la selección de la profundidad de asentamiento de la TR superficial, y una vez que se definió esta profundidad, se determinan los siguientes puntos de asentamiento de la(s) TR ('s) intermedia(s), de acuerdo a los perfiles de presión de poro y fracturas estimadas. Es decir los asentamientos se planean de arriba hacia abajo^{xv}.

El asentamiento de las tuberías superficial e intermedias en aguas profundas, se diseña de arriba hacia abajo como ya se indicó, se hace con el fin de mejorar la configuración mecánica de pozos profundos, ya que de esta forma se podrá utilizar un fluido con mayor gradiente de presión y acortar la longitud de las etapas posteriores.

Para definir la profundidad de la tubería superficial se debe tomar como objetivo el evitar un brote subterráneo, para lo cual es necesario determinar una profundidad a la cual a la formación tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote. La metodología propuesta es la siguiente:

- a)** Suponer una profundidad de asentamiento (D_i)
- b)** Con esta profundidad calcular la presión, expresada en gradiente, impuesta por un brote (E_b efecto de brote, en (gr/cc)), por medio de la ecuación siguiente:

$$E_b = \left[\frac{D}{D_i} \right] * I_{fc} + Gf_{mc} , \dots\dots\dots (1.1)$$

donde I_{fc} es el incremento en el fluido de perforación para controlar el brote en unidades de densidad equivalente, normalmente igual a 0.06 gr/cc, Gf_{mc} es el gradiente de presión de formación afectado por el margen de control, (gr/cc), D_i la profundidad de interés y D la profundidad de la etapa siguiente de perforación, en (m).

- c)** Determinar el gradiente de fractura para la profundidad seleccionada; G_{frac} .
- d)** Comparar E_b con G_{frac} , expresado en densidad equivalente. Si los valores coinciden entonces ésa será la profundidad mínima para el asentamiento de la TR superficial.

- e) En caso de que no coincidan estos valores, se deberá suponer otra profundidad y repetir el proceso hasta que coincidan los valores de densidad equivalente.

La profundidad que cumple con estos requerimientos será la profundidad *mínima* a la cual podrá asentarse la TR superficial. De tal forma que puede ser seleccionada una profundidad mayor, siempre y cuando se cumpla con criterios técnicos y económicos que justifiquen la inversión de la longitud adicional de tubería de revestimiento.

Después de definir el asentamiento de TR Superficial el siguiente paso es decidir la longitud de agujero descubierto que el pozo puede tolerar antes del asentamiento de la tubería intermedia, y en su caso de las subsecuentes.

Generalmente se considera que los gradientes de poro y fractura definen la ventana operativa para la perforación sobre balance, y por ende determinan la máxima longitud de agujero descubierto. La densidad del lodo en la sección del agujero descubierto deberá ser lo suficientemente alta para prevenir manifestaciones del pozo y soportar las paredes del agujero, y lo suficientemente ligera para evitar las pérdidas de circulación.^{xvi}

De tal forma que para seleccionar la profundidad de la TR intermedia se procede de la forma siguiente:

- Se gráfica la presión de formación más su margen de control, y la presión de fractura, menos su margen respectivo, (todos expresados en gradiente de densidad de lodo equivalente) contra la profundidad.
- Partiendo de la posición de la tubería superficial hacia abajo, se proyecta una línea horizontal hasta interceptar la curva del gradiente de fractura afectado por su margen de seguridad, se proyecta una línea vertical hasta alcanzar la curva de gradiente de poro con su margen de seguridad correspondiente, la profundidad de esta intersección definirá el asentamiento de la tubería intermedia más somera
- En función de la profundidad total del pozo y del comportamiento de las geopresiones pronosticado, se procederá de la misma manera, en caso que se requieran tuberías intermedias adicionales

Para cada asentamiento de tubería intermedia, será necesario revisar el margen por presión diferencial para asegurar que no se exponga al pozo a un riesgo de pegadura por presión diferencial.

Además de lo ya descrito las consideraciones adicionales para la definición del asentamiento de TR's en aguas profundas son:

i) **Control de la DEC.-** La densidad equivalente de circulación se ve afectado por las bajas temperaturas en el fondo marino, lo que se traduce en un aumento de la DEC, por lo que se tiene que evaluar para cada etapa del pozo y evitar que rebase el gradiente de fractura menos su margen de control correspondiente

Así mismo, dependiendo del tipo de fluido de perforación que se utilice se generarán equivalentes de circulación distintos; debido a la variación de la temperatura entre el lecho marino y el fondo del pozo

ii) **Profundización de la TR Superficial.-** A medida que la tubería superficial pueda ser colocada más profunda, las subsecuentes TR's se podrán asentar a mayor profundidad, y de esta forma se aumenta la probabilidad de éxito de alcanzar la profundidad total programada, por la estrecha ventana de operación que caracteriza a los pozos ubicados en aguas profundas. Para este propósito se perfora la etapa superficial con la técnica de "riserless" y es recomendable aplicar el método "Pump & Dump", el cual consiste en el bombeo de agua de mar y baches de lodo hasta cierta profundidad, y posteriormente se emplea una mezcla de lodo base agua pesado (1.8 a 2.0 gr/cc) y agua de mar, para generar la densidad equivalente necesaria para mantener el sobrebalance, hasta alcanzar una profundidad determinada para la TR superficial.

iii) **Manejo de riesgos someros (gas/agua).-** Otra característica del ambiente de pozos en aguas profundas es la presencia de riesgos someros que pueden presentarse a poca profundidad y que representan el riesgo de tener flujos de agua o gas. Por tanto, es necesario revisar previamente los estudios correspondientes para la localización a perforar. **Figura 1.3.**

LITOLOGIA INFERIDA Y CONDICIONES DE LA SECCION SOMERA	PROFUNDIDADES (M)		TDV BSM (seg)	ESPESOR (metros)	POTENCIAL PARA GAS SOMERO	POTENCIAL PARA SWF
	BLM	BSM				
El fondo marino es generalmente suave y parece ser estable. La pendiente del fondo marino es de 2.8° (5.0%) hacia el noreste						
	0	1221	1.631			
Sedimentos fallados de grano fino intercalados con depósitos de deslizamientos.	17	1238	1.653	126	INSIGNIFICANTE	INSIGNIFICANTE
Depositos arenosos, fallados, semicontinuos, intercalados con depósitos de deslizamientos de grano fino y arcillas paralelo estratificadas.	143	1354	1.807	177	BAJO	INSIGNIFICANTE
	167	1388	1.835			
		1489				
	320	1541	2.007	40	MODERADO	BAJO
	360	1581	2.050			
Arcillas paralelo-estratificadas intercaladas con depósitos de deslizamientos delgados de grano fino	393	1614	2.085	213	173	BAJO
	533	1754	2.229			
Principalmente arcillas paralelo-estratificadas intercaladas con depósitos de deslizamientos de grano fino. Arenas cargadas de hidrocarburo son posibles en las porciones media y basal de la secuencia.	675	1896	2.369	142	INSIGNIFICANTE	INSIGNIFICANTE
	738	1959	2.430	63	MODERADO	BAJO
				257	BAJO	INSIGNIFICANTE
	995	2216	2.664	53	MODERADO	
	1048	2249	2.710	41	MODERADO	
	1089	2310	2.745			
Predominantemente arcillas paralelo-estratificadas intercaladas con posibles depósitos de deslizamientos delgados y posibles arenas cargadas de hidrocarburo.	1289	2510	2.911	200	BAJO	INSIGNIFICANTE
	1416	2637	3.010	127	MODERADO	
				161	BAJO	
	1577	2798	3.131			

BLM: Profundidad vertical bajo el lecho marino
BSM: Profundidad vertical bajo la superficie del mar
TDV: Tiempo doble via bajo la superficie del mar

Figura 1.3. Mapa de Riesgos Someros

Una vez definida la localización del pozo y la ubicación de los cuerpos de arena con riesgo potencial de gas-agua, el criterio recomendado es asentar la TR superficial antes de la profundidad estimada para un riesgo somero (de agua o de gas) con una magnitud mayor a “bajo”, es decir “moderado” o “alto”.

I.5. Objetivo de cada Etapa y Posibles problemáticas de un pozo

Por cada etapa propuesta hay un objetivo, el cual debe ser cumplido. Este está planeado para dar pie a la siguiente etapa de perforación. Y por cada objetivo propuesto hay una problemática que puede o no manifestarse, pero que se debe tener contemplada para cada situación.

En la **Tabla 1.3** se podrá observar que tipo de objetivo hay para cada etapa, este debe coincidir con el programa de asentamiento planeado y con el esquema del estado mecánico. Y en la **Tabla 1.4** se tienen las posibles problemáticas que se pueden encontrar en el momento de la perforación.

Tabla 1.3. Objetivo por cada etapa

Etapa	Diámetro de Barrena (pg)	Prof. (mv)	Prof. (md)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
1	28"	2270	2270	36	"Jettear" la TR conductora para instalar el cabezal para baja presión de 36".
2	28"	2750	2750	20	Cementar TR superficial de 20", para aislar la zona de riesgos someros.

3	Bna. piloto 8 ½” Ampliar con 17 ½”	3900	3900	13 ⅝”	En agujero de 8 ½”, permitir la toma de información del objetivo #1, así como la del objetivo #2. En agujero de 17 ½”, cementar TR de 13 ⅝” para aislar objetivos.
4	12 ¼”	4550	4550	9 ⅝”	Cementar Liner de producción de 9 ⅝”, para aislar la parte superior del objetivo #3 correspondiente al Mioceno Inferior.
5	8 ½”	5131	5131	7”	Cementar Liner de producción de 7”, para aislar la parte inferior del objetivo #3 correspondiente al Oligoceno.

Tabla 1.4. Problemática Posible durante la Perforación

Etapa	Diámetro Bna. (pg)	Prof. (mv/md)	Problemática	Alternativas de solución
1	TR 36” “Jet- in”	2270	Inclinación del conductor mayor a 1.5” y/o pandeo del conductor.	Recuperar el conductor y realizar operación en nuevas coordenadas
			Deslizamiento del conductor por debajo del lecho marino	Dejar en reposo el conductor, de persistir el deslizamiento, cambiar a coordenadas alternas.

			No alcanzar la profundidad programada	Recuperar el conductor y realizar los ajustes necesarios de la longitud a "Jetteam". Realizar agujero piloto de 8 1/2".
2	28	2750	Inestabilidad del agujero	Incrementar la densidad del sistema de fluidos o aplicar sistema P&D
			Flujo de agua o gas somero	Con base en la DEC leída de PWD, determinar la densidad de control, así mismo verificar la efectividad del control ROV. Apoyarse en las cartas anexas.
			Inestabilidad del agujero	Ajuste de densidad de acuerdo modelo de gradiente de fractura.
			Empaque de la sarta por pobre limpieza de agujero	Aumentar gasto para mejorar la limpieza. Aplicar tensión y rotación a la Sarta. Si no libera, calcular desconexión bajo análisis de riesgo.
3	Bna. Piloto 8 1/2", Bna. x 17 1/2"	3900	Pérdida de circulación	Determinar la magnitud de pérdida de circulación y aplicar tratamiento disponible en el sitio.
			Manifestación del pozo	Analizar datos de tiempo real y aplicar primero el método del perforador, después determinar si se requiere el método del ingeniero y de preferencia, cierre del pozo tipo suave.

			Pérdida de circulación durante la corrida de la TR	Observar el pozo, si no existe flujo continuar introduciendo la TR a la profundidad programada, en el fondo aplicar material anti-pérdida.
			Pérdida de circulación durante la cementación de la TR	Modificar parámetros de la cédula de bombeo; si no se restablece circulación, terminar operación y observar el pozo.
			Inestabilidad del agujero	Ajuste de densidad de acuerdo a resultados de la prueba de goteo.
4	12 ½"	4550	Pérdida de circulación	Determinar la magnitud de pérdida de circulación y aplicar tratamiento disponible en el sitio.
			Manifestación de pozo	Analizar datos de tiempo real y aplicar en primer paso el método del perforador, posteriormente determinar si se requiere el método del ingeniero.
			Pérdida de circulación durante la corrida de la TR	Observar el pozo, si no existe flujo continuar metiendo la TR a la profundidad programada, en el fondo aplicar material anti-pérdida.
			Pérdida de circulación durante la cementación de la TR	Modificar parámetros de la cédula de bombeo, si no se restablece circulación, terminar operación y observar pozo.
5	8 ½"	5131	Pérdida de circulación	Determinar la magnitud de pérdida de circulación y aplicar tratamiento disponible en el sitio.

			Manifestación de pozo	Analizar los datos a tiempo real y aplicar primero el método del perforador, después determinar si se requiere el método del ingeniero.
			Pérdida de circulación durante la corrida de la TR	Observar el pozo, si no existe flujo continuar metiendo la TR a la profundidad programada, en el fondo aplicar material anti-pérdida.
			Pérdida de circulación durante la cementación de la TR	Modificar parámetros de la cédula de bombeo, si no se restablece circulación, terminar operación y observar pozo.
			Inestabilidad del agujero	Ajuste de densidad de acuerdo a resultados de prueba de goteo.

I.6. Programa de Fluidos de Perforación y Control de Sólidos

El fluido de perforación es el fluido de control que se utiliza durante la perforación o terminación de pozos, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas para las condiciones operativas y con las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros fisicoquímicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada se controlan mediante análisis continuos.

La selección del fluido deberá ser realizada con el propósito de evitar riesgos operativos, reducir costos, tiempos y maximizar la productividad del pozo.

Los parámetros con los que deben contar los fluidos de control, son sus propiedades que están definidas para resistir los contaminantes contenidos en la formación

perforada, manteniendo las características propias para satisfacer las condiciones operativas.

Los fluidos de perforación, también llamados “lodos de perforación” están formados con varios aditivos que tienen la función de:

1. Transportar a superficie los recortes y derrumbes durante la perforación del pozo.
2. Mantener en suspensión los recortes, cuando se suspende la circulación del fluido (efecto tixotrópico).
3. Controlar las presiones subterráneas de la formación mediante la presión hidrostática que ejerce la columna del fluido en el agujero perforado.
4. Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación, durante la circulación del fluido.
5. Sostiene las paredes del pozo para evitar el cierre del agujero perforado y por ende resistencias y fricciones durante el movimiento de la sarta de perforación.
6. Mantiene en flotación la sarta y las tuberías de revestimiento, debido al empuje ascendente del fluido de perforación conocido como factor de flotación (principio de Arquímedes). Ésta depende de la presión vertical ejercida por el fluido de control y de la sección transversal sobre la que esta presión se ejerce.
7. Transmite de energía hidráulica a la barrena. Se produce con la presión de bombeo del fluido a través de las toberas en la barrena. Mejora la limpieza del agujero y ayuda en la velocidad de penetración. Actualmente esta transmisión de energía se utiliza para operar motores de fondo en la perforación de pozos direccionales y horizontales.
8. Ayuda a la toma de información a través de registros eléctricos, al efectuarse con fluidos que no erosionen física o químicamente las paredes del agujero y que propicien la conducción eléctrica con propiedades iguales a los fluidos contenidos en la formación perforada.

El líquido en el cual los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del líquido de control o “lodo” y las partículas o líquidos suspendidos dentro de otro constituyen la fase discontinua, cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene del lodo el tipo de sistema de fluido conocido como base.

Algunos aditivos químicos sólidos se disuelven o se dispersan en la fase continua. Estos forman una mezcla homogénea que proporcionará el sistema de fluido de perforación.

En el caso del fluido base aceite conocido como emulsión inversa, la fase continua es diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa. La formación y conducta de las emulsiones son complejas, están influidas considerablemente por la relación aceite/agua, por el tiempo y grado de agitación; así como por el tipo y cantidad de los emulsificantes empleados.

Existen fluidos empleados para perforar zonas o contactos litológicos que por naturaleza, requieren de condiciones operativas especiales, como son los fluidos basados en aire, gas o espuma, conocidos como neumáticos.

Los factores a considerar en el diseño de fluidos son la localización, características del pozo a perforar, factores ambientales, aspectos de seguridad entre otros.

En caso de seleccionar el uso de un fluido base agua es necesario conocer las características mineralógicas de la formación y medir el efecto o cambio como resultado del contacto entre la roca y el fluido de perforación, estos son la base experimental para diseñar fluidos específicos para una determinada formación.

En caso de seleccionar un fluido de emulsión inversa, no es necesario realizar los ensayos de interacción roca fluido como los mencionados para los fluidos base agua, debido a que este tipo de fluido impide la hidratación de la formación al filtrar únicamente aceite sin embargo son necesarios pruebas específicas para verificar la calidad de filtración y las propiedades reológicas a altas temperaturas con el propósito de verificar la capacidad de limpieza del pozo, y filtración del mismo a la formación.

Por ello es indispensable saber qué tipo de fluido de perforación se ocupará para cada etapa, y poder planificarlo. En el momento que se empieza a diseñar el Programa de Perforación se empieza a visualizar que tipo de fluido se empleará, para lograr las etapas requeridas. En la **Figura 1.4** se observa que a cada etapa le corresponde su propio fluido de perforación, como también la densidad requerida para cada una.

El volumen de recorte generado se envía a disposición final en tierra o se envía al proceso de inyección de recortes (CRI).

Estado mecánico	Ø TR (pulg)	Ø Barrena (pulg)	Intervalo (m)	Longitud (m)	Tipo de Fluido	Densidad (g/cm ³)
	36"	28"	(2185-2270)	85	Agua de mar y Baches Viscosos	1.05
	20"	28"	(2270-2750)	480	Agua de mar y Baches Viscosos. Pump & Dump 1.37	1.05
	13 5/8"	Piloto 8 1/2" 17 1/2"	(2750-3900)	1150	ENCORE (SINTETICO)	1.08 - 1.13
	9 5/8"	12 1/4"	(3900-4550)	650	ENCORE (SINTETICO)	1.15 - 1.36
	7"	8 1/2"	(4450-5131)	681	ENCORE (SINTETICO)	1.25 - 1.43

Figura 1.4. Programa de Fluidos

I.7. Programa de Diseño de Tuberías de Revestimiento

Dentro de las operaciones que se realizan para perforar un pozo, está el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes, aislar manifestaciones de líquidos o gas y evitar el fracturamiento de éste. Esta protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo de forma telescopiada.

Como se ha mencionado anteriormente, durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diversas, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc. Esto causa que a medida en que se avanza la perforación, se deban ir aislando estos intervalos mediante la cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de un diseño, es seleccionar tuberías de revestimiento con cierto grado, peso y junta, la cual sea más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.^{xvii}

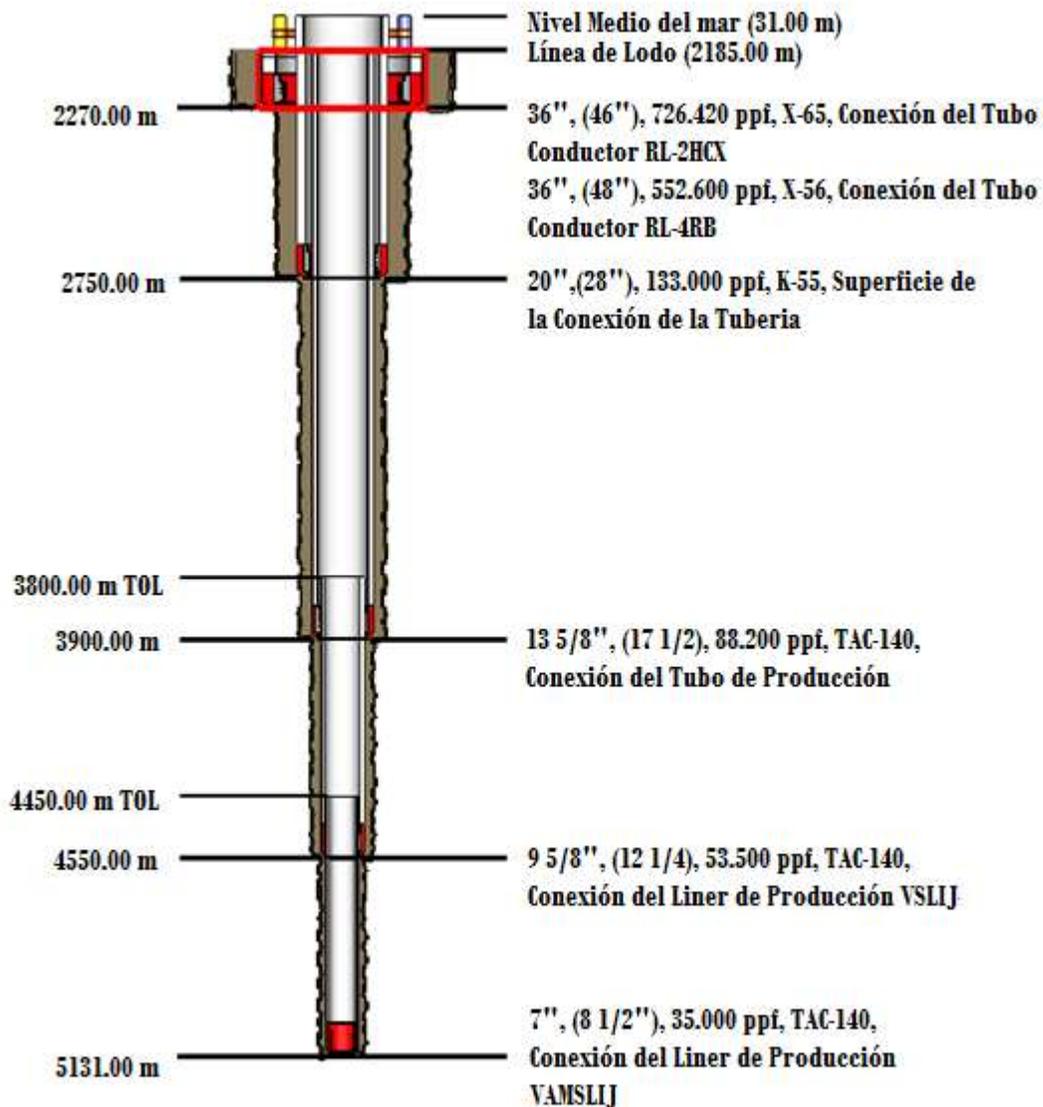


Figura 1.5. Diseño de Tubulares de Revestimiento

El programa de tuberías de revestimiento que fue propuesto para el caso particular de este pozo se muestra en la **Figura 1.5**, ésta obedece a la información recolectada para su selección correcta. Entre los puntos generales necesario para la selección de un tubular, ya sea para este caso en particular o para cualquier otro pozo, se puede mencionar que los datos necesarios son:

- Trayectorias del pozo
- Geopresiones
- Programa de Lodos

- Geometría del pozo
- Especificaciones de tuberías
- Inventario de tuberías
- Arreglos de Pozos Tipo

El tubular al estar colocado dentro de un pozo, está sujeto a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso)
- Presión interna (estallido)
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión)

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo. Las características de las tuberías usadas para este proyecto se muestran en la **Tabla 1.5.**

Tabla 1.5. (a) Distribución de Tubulares, (b) Tuberías de Revestimiento de Contingencia

Diam Pulg	Peso (Libra/Pie)	Diam Int Pulg	Drift Pulg	Intervalo (md)		Long (m)	Resistencia (PSI)		Ten (KSI)	Junta Ten (KSI)
				De	A		Colapso	Presión interna		
36"	726.42	32	32.88	2185	2209	24	5560	6320	13886	14800
36"	552.6	33	31.88	2209	2270	61	2690	4080	9104	10000
20"	133	18.73	18.54	2185	2750	565	1500	3060	2125	2125
13 5/8"	88.2	12.375	12.25	2185	3900	1715	7190	11240	3574	2731
9 5/8"	53.5	8.535	8.5	3800	4550	750	11700	13870	2177	1623
7"	35	6	5.879	4450	5191	681	17380	17430	1424	1093

(a)

Diam. Pulg	Peso (Libra/ Pie)	Diam. Int Pulg	Drift Pulg	Intervalo (md)		Long (m)	Resistencia (PSI)		Junta	
				De	A		Colapso	Presión interna	Ten (KSI)	Ten (KSI)
16"	84	15.01	14.82	2650	3300	650	1480	4330	1929	1331
11 ¾"	65	10.682	10.526			700	4480	8750	2070	1496
9 ⅝"	53.5	8.535	8.5	2185	3800	1615	11700	13870	2177	1317
7 ⅝"	39	6.625	6.5			700	15250	16070	1567	1241
5 ½"	23	4.67	4.545			700	14525	14525	729	546

(b)

I.8. Diseño de Sarta de Perforación

El objetivo del diseño de sartas es tener una amplia gama de los diferentes tipos de sarta de perforación que serán programados durante las etapas de perforación y terminación de un pozo.

De forma general, se deben considerar las siguientes herramientas que son fundamentales para la perforación de un pozo.

- Lastrabarrenas (Drill Collar)
- Estabilizadores
- Herramienta permisora (martillo)
- Junta de seguridad
- Tubería Pesada (H.W.)
- Tubería de Perforación (T.P.)
- Combinaciones de enlace
- Doble caja liso
- Doble caja estabilizador
- Válvula de contrapresión
- Válvula de seguridad (válvula de pie)

Para el diseño de una sarta de perforación, se debe tener información vital para su buena planeación; entre los puntos que se deben recabar para el procedimiento de diseño se pueden enunciar los siguientes:

- Profundidad (Metros)
- Densidad (gr/cc)
- Profundidad y diámetro de la última TR (pg)
- Diámetro de la barrena
- Seleccionar la HW y calcular su peso flotado
- Seleccionar el margen para jalar (MOP en Toneladas).
- Calcular la longitud de la herramienta y su peso flotado
- Anotar la resistencia a la tensión y su peso ajustado de la tubería a utilizar
- Calcular la longitud de la primera sección de la tubería de perforación
- Si la sección calculada no se ajusta a la profundidad programada, anotar en la fórmula de L_2 la resistencia a la tensión R_{t_2} y su peso ajustado de la tubería de mayor resistencia a la anterior
- Si no se complementa la profundidad programada, se continúa utilizando la tubería con mayor resistencia a la tensión
- Calcular el peso flotado de cada sección y llenar el formato de diseño
- Armar la sarta de perforación.

Para este pozo, se ocuparon diferentes sartas para cada etapa, para la tercera etapa, la cual termina a 3900 metros y en la que se requiere asentar una tubería de revestimiento de 13 $\frac{5}{8}$ " se utilizó una barrena de 8 $\frac{1}{2}$ " para realizar el Agujero Piloto.

I.9. Cementaciones

Se requiere contar con una planeación y ejecución de la cementación apropiada, debido a que una mala cementación puede causar varios problemas durante la vida productiva del pozo, entre los problemas más comunes que se pueden presentar, cabe mencionar las fisuras en el anillo de cemento durante un tratamiento de estimulación,

fracturamiento, o algunas otras operaciones donde se manejan altas presiones, y puede resultar en un pozo no comercial o improductivo.

Para hacer frente a estos problemas, o cualquier otro, hay que tener especial cuidado en el diseño del cemento programado. La composición del cemento tiene que ser elegido a fin de que obtenga una adecuada y apropiada resistencia final para las operaciones, ya que una buena cementación previene rupturas u otras fallas en las tuberías, tales como pueden ser el desprendimiento de la misma tubería en los primeros tramos, y puede ser originado por la rotación transmitida a la tubería, mientras se rebaja el cemento, el cople y la zapata.

Para las cementaciones se recomienda entre otros puntos:

- En el cálculo de la densidad máxima la lechada de cemento debe ser mayor al del lodo de perforación, cuando menos con 1 lb/gal de diferencia.
- Diseñar la lechada de cemento, de acuerdo con el tipo de operación y condiciones del pozo.
- Diseñar el régimen de flujo de desplazamiento (flujo turbulento) con un tiempo de contacto con la cima del yacimiento de por lo menos diez minutos, siempre que sea posible.
- Preparar la lechada de cemento durante la operación (densidad uniforme de acuerdo al programa)
- Graficar los parámetros de la operación: tiempo, densidad, gasto de desplazamiento, presión en la cabeza del pozo, volumen de fluidos bombeados, peso de la sarta, etc.
- Liberar la presión superficial al finalizar la cementación, para evitar la contracción de la tubería al descargar la presión después del fraguado del cemento y evitar también la formación de microánulos. Esto será válido cuando funcione el equipo de flotación, dejando el pozo represionado con la presión diferencial.

Sobre todo, se debe vigilar el tipo de aditivos que se mezclan con el cemento, para que estos no dañen a la formación. Ya que el objetivo de la cementación es obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar un sello

efectivo que aíse las diferentes capas geológicas, evitar derrumbes de las formaciones nos consolidadas, proteger a los tubulares de formaciones plásticas y que soporte la tubería. En la **Tabla 1.6** se puede ver un resumen de las operaciones de cementación en el pozo.

Tabla 1.6. (a) Resumen de Cementaciones; (b) Objetivos y Observaciones

Diámetro TR (pulg)	Profundidad (m)	Densidad de Lechadas	Cima Cemento (m)	Base Cemento (m)	Long (m)	Observaciones
20"	2750	2.00 espumada a 1.55-1.60	2185	2550	365	Lechada espumada FlowStop
		2	2550	2750	200	Lechada FlowStop
13 5/8"	3900	1.55	2700	3500	800	Lechada espumada FlowStop
		1.9	3500	3900	400	Lechada GasStop
Ln 9 5/8"	4550	1.45	3800	4200	400	Lechada de llenado Tuned Light
		1.95	4200	4550	350	Lechada de Amarre
7"	5135	2.0 espumada a 1.60	4400	4981	581	Lechada ElastiSeal
		1.95	4981	5131	150	Lechada de Amarre

(a)

OD TR (pulg)	Profundidad (m)	Objetivos	Observaciones	
20	2750	Salir a lecho marino y amarra zapata		Por todos los medios disponibles afinar el exceso de lechada durante la operación
13 5/8	3900	Aislar objetivo Geológico #2	cemento por encima de la cima del objetivo #2	
Liner 9 5/8	4550	Aislar objetivo Geológico #3, parte Mioceno Inferior	cemento ahoga la B.L.	
Liner 7	5131	Aislar objetivo Geológico #3, parte Oligoceno	cemento ahoga la B.L.	

(b)

I.10. Estado Mecánico Programado y Geometría del Pozo

Ya que se han localizado los puntos en los cuales se puede asentar las tuberías de revestimiento, se selecciona el diámetro de la TR de explotación puesto que está será la base para determinar el arreglo de tuberías de revestimiento que se debe ocupar, así mismo indicará los diámetros de agujero necesarias para dichas TR's. El diámetro de las TR de explotación está en función del tipo de hidrocarburo a explotar y sus características, las presiones, que el pozo aporte de manera natural o de forma asistida por sistemas artificiales de producción.

El estado mecánico es la representación gráfica de un programa de asentamiento de TR's. En él, se presentan los diámetros de las TR's elegidas a partir de la tubería de explotación con sus respectivas profundidades.

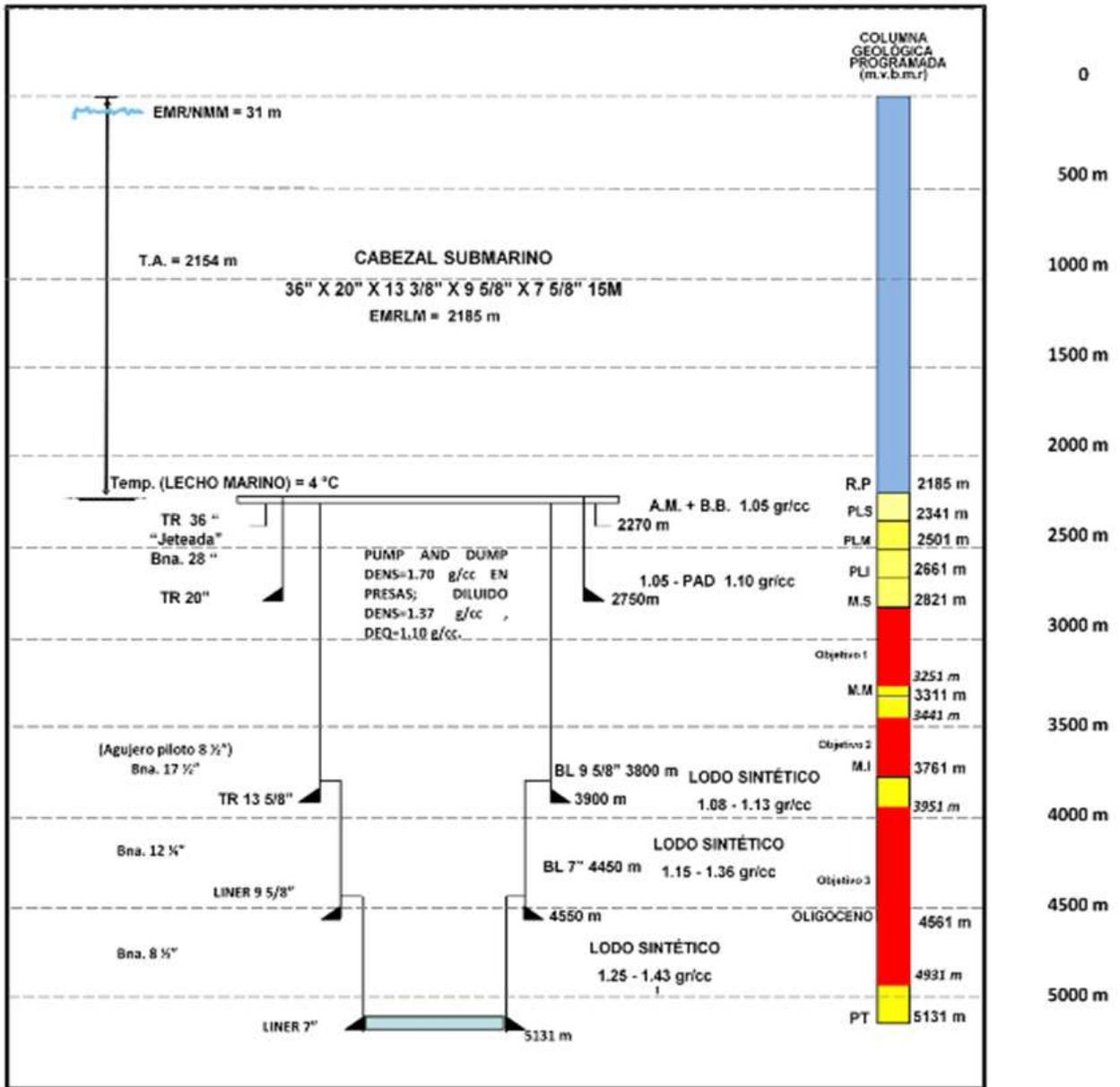


Figura 1.6. Estado Mecánico^{xviii}

Con base en los diámetros requeridos de la TR's, se programa el diámetro del agujero para que pueda pasar la tubería de revestimiento propuesta, así que dentro del esquema gráfico del arreglo de tuberías, también se contempla el diámetro de la barrena que será ocupada para perforar el tamaño requerido.

Como ya se ha mencionó antes, para este caso particular se planearon cinco etapas, para terminar en agujero entubado y disparado con un diámetro de siete pulgadas como

lo muestra la **Figura 1.6**. Dentro de la planeación del asentamiento de TR's, se deben tomar en cuenta las zonas de riesgo, con lo cual también se planean escenarios de contingencias.

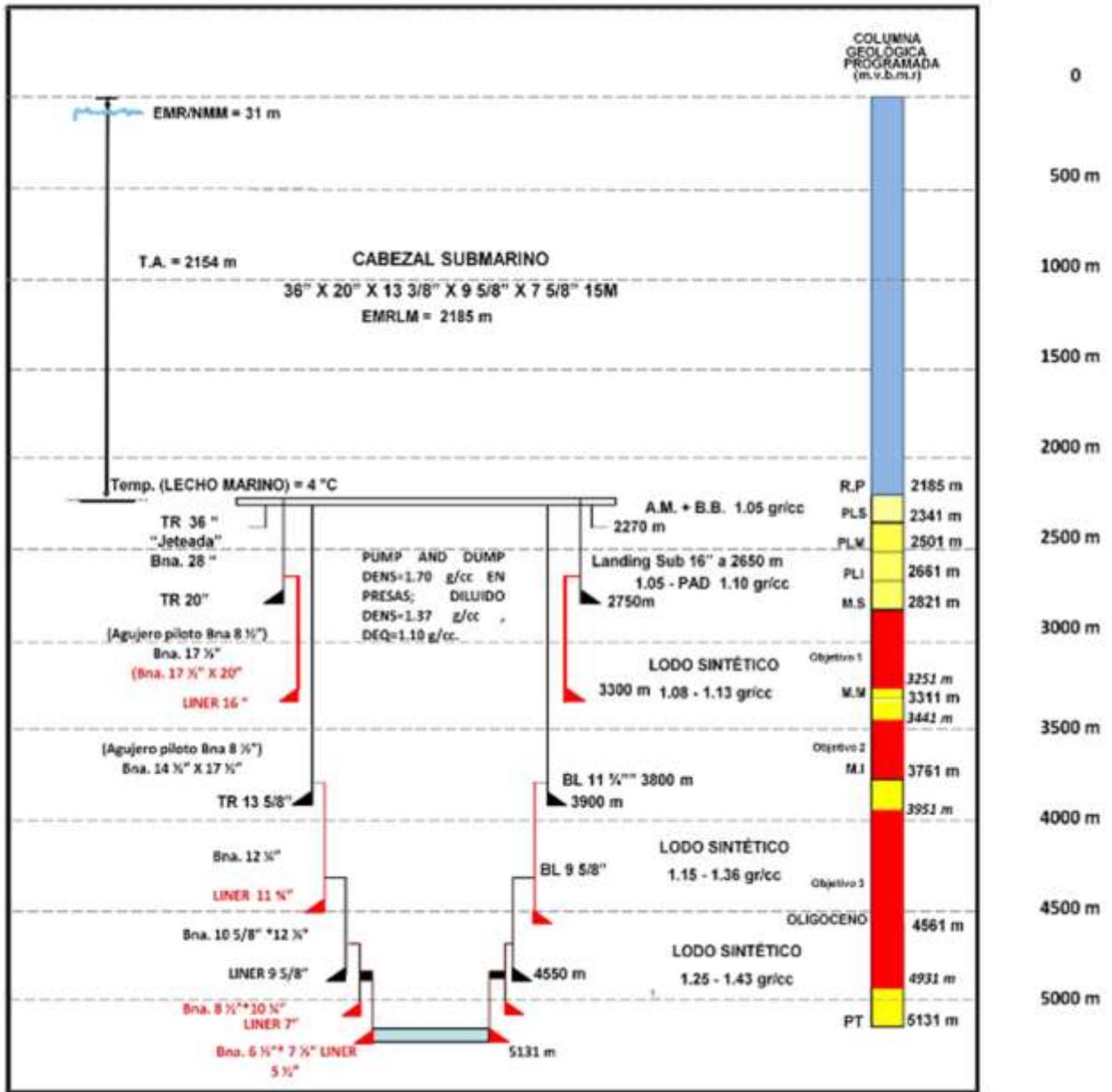


Figura 1.7. Escenario Total de Contingencias

Es importante recalcar que en la elaboración de un programa de perforación se debe poner especial atención en los asentamientos de las tuberías de revestimiento, puesto que a veces éstas pueden quedar asentadas a profundidades donde queda muy justa la

densidad máxima del lodo a utilizar en la siguiente etapa. El gradiente de fractura en la zapata puede dar como resultado que durante la perforación se presenten pérdidas de circulación con sus consecuentes problemas, que en ocasiones requiere cementar tuberías cortas, para solucionar estos problemas, se proponen las llamadas TR's de contingencias.

Las TR's de contingencias se planean en conjunto al programa de asentamiento de tuberías de revestimiento que ha sido diseñada con base en la ventana operativa. De acuerdo al diseño original del pozo, se analizan las secciones que están muy próximas a la presión de poro o fractura que no corresponden al punto de asentamiento, puntos en los que pueda haber pérdida de lodo o influjo de la formación; en estos casos se planea un asentamiento de TR adicional al programado originalmente. En caso de que las presiones al momento de la perforación que habían sido supuestas se alejen de lo previsto o que haya una gran pérdida de fluidos, es en este momento cuando el TR's de contingencia se cementa y deja de ser solamente un diseño. Esto genera costos adicionales pero que ya han sido previstos. Para lo cual se planeó un esquema de contingencias. Ver **Figura 1.7**.

I.11. Fin de la Perforación

La perforación termina cuando se han alcanzado los objetivos de profundidad planteados, cuando operativamente no se puede seguir perforando o económicamente ya no es rentable seguir con la perforación. Esto puede ser por una columna geológica imprevista, o a criterio del activo resulta de poco interés.

Una vez determinado que la perforación que ya se alcanzaron los objetivos del pozo, administrativamente se considera que las actividades de perforación concluyen después de realizar la pruebas de integridad mecánica del pozo (prueba positiva² y

² **Prueba Negativa o de alijo:** Se refiere a la prueba donde se aligera la columna hidrostática en el pozo para verificar que no existan aportaciones.

negativa³) y tomar el registro giroscópico, dando inicio a las operaciones de terminación de pozo

Este pozo-proyecto no se concluyó a la profundidad programada a solicitud del Activo de Producción, ya que consideró que se habían alcanzado las zonas de interés que se deseaban evaluar.

De esta manera la perforación del pozo concluyó con una profundidad total desarrollada de 4320 metros con una tubería de 9 5/8", quedando el primer intervalo a disparar en 3997-4027 / 4034-4064 m, y el segundo intervalo en 3845 – 3062 m. Por lo que el estado mecánico del pozo antes de la terminación se muestra en la **Figura 1.7.**

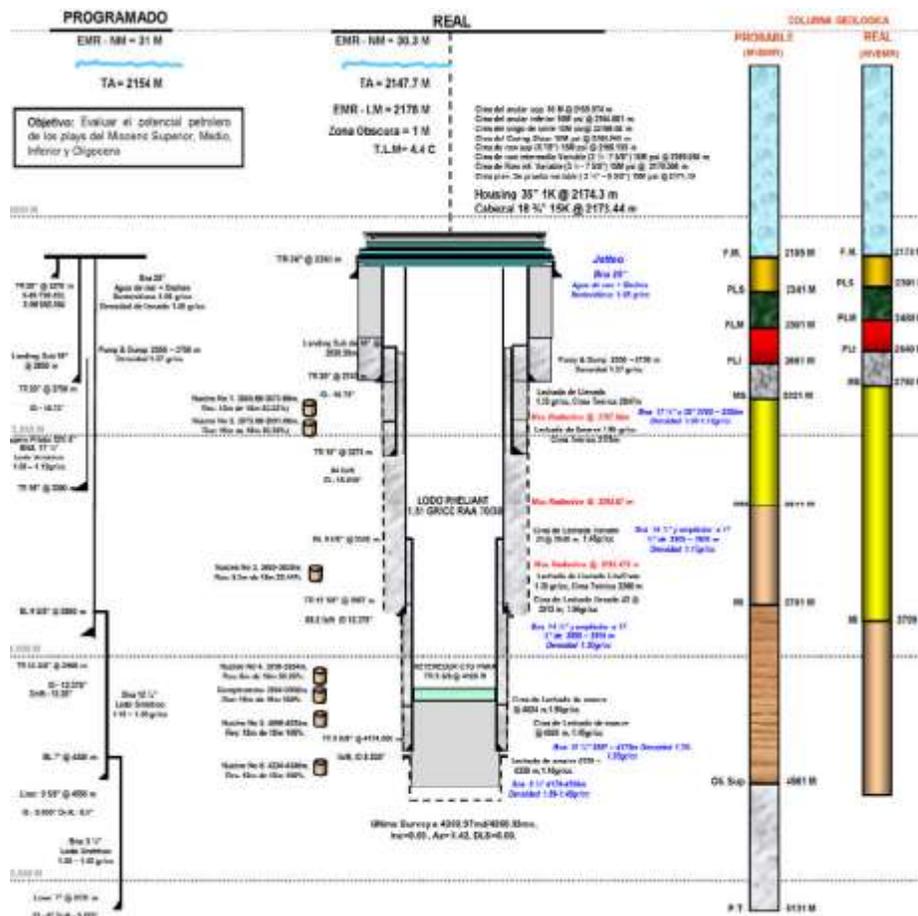


Figura 1.8. Estado Mecánico antes de la Terminación

³ **Prueba Positiva:** Se refiere a la prueba donde se someten a presión las tuberías del pozo para verificar que no haya fugas.

PRUEBAS DST**Conceptos de Pruebas DST**

Para conocer la situación real del pozo y la posibilidad de mejorar sus condiciones de explotación es necesario la toma de información al inicio y durante la vida productiva del yacimiento, para lo cual es necesario conocer las características del sistema roca-fluido, el estado actual de agotamiento del yacimiento, la eficiencia de terminación del pozo, etc. y así mismo para dar recomendaciones sobre cómo se deben producir los hidrocarburos que se están extrayendo, es necesario la comprensión clara de los principios que rigen el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie. Para poder determinar problemas relacionados con el yacimiento, los fluidos, el pozo y el equipo, es muy importante tomar las variaciones de la presión realizando diferentes pruebas como es la de Incremento o Decremento, de Interferencia, tomar los diferentes registros de producción, etc.

Los registros en pozo entubado y de producción son el método primario de evaluación del pozo. Los objetivos de los registros de producción son:

- Evaluar el pozo y vigilar el desempeño del yacimiento.
- Su propósito es evaluar el movimiento de fluidos dentro y fuera de la tubería y en algunos casos, evaluar la terminación del pozo.
- Determinar problemas en el pozo.
- Evaluar el pozo y yacimiento en las etapas de recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburos (La necesidad de pruebas de producción está incrementándose).

La primera evaluación de la formación se realiza en los intervalos de interés y, mediante su interpretación, se determina en forma aproximada el potencial productivo de la formación y la profundidad exacta a la que se encuentra.

Posteriormente al identificar los intervalos promisorios, se requiere conocer el potencial productor de un intervalo, se realizan pruebas que consisten en un procedimiento de terminación temporal durante la perforación^{xix}, a este método se le conoce como Pruebas en la Columna de Perforación llamada DST (Drill Stem Test, por sus siglas en inglés), debido a que es una prueba mediante la cual se pueden adquirir datos de flujo, presión y muestras de los fluidos de la formación.

Estos datos, registrados como función del tiempo durante la prueba, más otros de apoyo, permiten calcular parámetros del yacimiento que sirven para tomar la decisión de realizar la terminación definitiva o abandonar el intervalo de interés.

Una prueba DST exitosa (por si sola) proporciona la siguiente información:

- Muestras de los fluidos del yacimiento.
- Una aproximación de los gastos de producción.
- Presión estática del yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo.
- Pruebas de presión de corto tiempo (k , kh/μ , s y ΔP_s)
- Definir la terminación, abandonar la zona (no cementar TR) o seguir perforando.

Durante perforación se cuenta con otros tipos de pruebas, para generar información; entre estas se encuentran las llamadas pruebas Mini DST, éstas miden algunas de las propiedades claves que emplean los ingenieros, geólogos y petrofísicos para caracterizar zonas de interés. El Probador Modular de Dinámica de la Formación MDT, se utiliza rutinariamente para obtener muestras de fluidos y medir las presiones de la formación en agujero descubierto^{xx}. Esto se logra aislando los intervalos con sellos y se realizan las pruebas con una probeta la cual se introduce a la formación, ésta toma la presión, la temperatura y una muestra. Al permanecer estáticos durante la operación, estos dispositivos corren el riesgo de quedarse atrapados en pozos difíciles o sobrepresionados, o en pozos muy desviados.

Una prueba DST puede definirse como un método para determinar el potencial productor de las formaciones del subsuelo, ya sea un agujero descubierto o revestido^{xxi}. Este potencial se conoce al considerar las tres premisas que busca una prueba DST^{xxii}:

- Obtener la presión estabilizada de cierre de la formación.
- Obtener un gasto de flujo de la formación estabilizada.
- Colectar muestras de los fluidos de la formación.

Para lograr lo anterior, se arma una sarta con una variedad de herramientas y accesorios. La idea general es aislar la zona de interés mediante empacadores temporales. Enseguida se abren las válvulas de la herramienta de pruebas dejando fluir el pozo, para producir fluidos del yacimiento a través de la columna de perforación durante un tiempo determinado. En esta fase, se obtiene el flujo estabilizado y muestras de los fluidos de formación.

Por último, el especialista en pruebas cierra el pozo y las válvulas para obtener la presión de cierre estabilizada para enseguida desanclar los empacadores y extraer las herramientas del pozo. Dependiendo del comportamiento de la formación, los requerimientos solicitados, los objetivos y el éxito operativo de la prueba, éstas pueden durar menos de una hora o extenderse durante varios días o semanas; en algunos casos, se pueden tener varios períodos de flujo y de incremento de presión.

La secuencia más común para llevar a cabo la prueba consiste de un periodo corto de flujo (5 a 10 minutos), seguido de un período de incremento de presión (alrededor de una o dos horas, dependiendo de la formación) que se utiliza para determinar la presión inicial del yacimiento. Esto es seguido por un período de flujo de 4 a 24 horas o más para alcanzar el flujo estabilizado en la superficie. En la medida de lo posible, se continúa con un período de cierre final o una prueba de incremento de presión, para obtener datos que permitan determinar la permeabilidad del yacimiento y su capacidad de flujo.

Al igual que las operaciones de pruebas de formación con cable, los DSTs en pozo abierto también presentan riesgos mecánicos, tal como el atascamiento de la tubería. Cuando los riesgos para las herramientas de pruebas o las pruebas de formación en pozo abierto son demasiados altos, las compañías de exploración y producción prefieren bajar el revestidor para evitar las pruebas en pozo abierto. Por esta razón, la

capacidad de obtener muestras de fluidos y medir las presiones en pozos recientemente entubados se convierte en una actividad crítica.

II.1. Tipos de Pruebas DST

Las pruebas DST pueden ser llevadas a cabo ya sea en agujero descubierto o después de que la TR ha sido cementada. En agujero descubierto, las pruebas pueden realizarse cerca del fondo del pozo o en alguna zona aislada arriba del fondo del pozo (intervalo de interés).

La elección de dónde llevar a cabo cada prueba se realiza después de un análisis de la información disponible sobre la formación, generalmente registros geofísicos. La elección de cuándo realizar la prueba dependerá de las condiciones del agujero. Se han identificado seis tipos diferentes pruebas DST (tres de tipo integral y tres de tipo dos viajes), lo cuales se describen en la **Tabla 2.1** y en la **Figura 2.1**.

Tabla 2.1. Tipos de pruebas de producción temporales con aparejos DST en PEP^{xxiii}

Tipo de aparejo DST	No.	Descripción	Identificación
Integral	1	Pistolas TCP – Empacador – aparejo DST introducido en un solo viaje en un pozo lavado y hermético	Hermético
	2	Empacador – aparejo DST introducido en un solo viaje en seno de fluido de control, en un pozo previamente disparado	Disparado
	3	Empacador – aparejo DST introducido en un solo viaje en seno de fluido de control, en agujero descubierto	AD (Emp-DST)

Dos viajes	1	Con un pozo lavado, en el primer viaje se bajan las pistolas TCP y el empacador y en el segundo viaje se baja el aparejo DST con unidades selladoras Multi-V, en pozo disparado	Hermético
	2	Con un pozo en seno de lodo, en el primer viaje se baja el empacador y en el segundo viaje se baja el aparejo DST con unidades selladoras Multi-V, en pozo disparado.	Disparado
	3	Con pozo en seno de lodo, en el primer viaje se baja el empacador y en el segundo viaje se baja el aparejo DST con unidades selladoras Multi-V, en agujero descubierto	AD (Emp-DST com USMV)

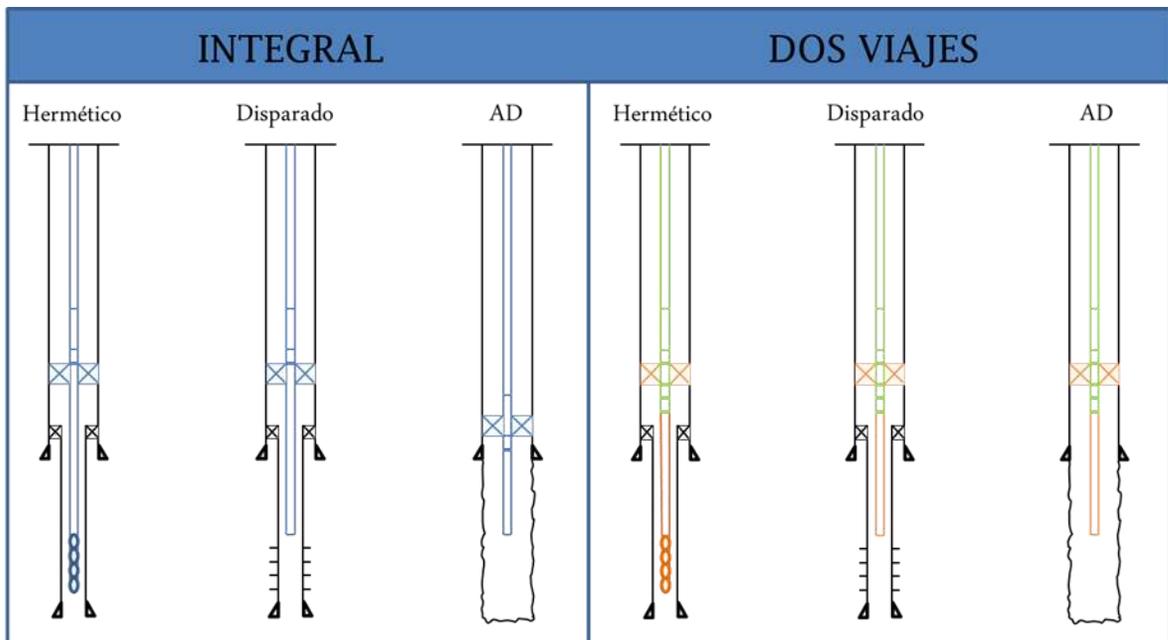


Figura 2.1. Esquema de tipos de pruebas^{xxiv}

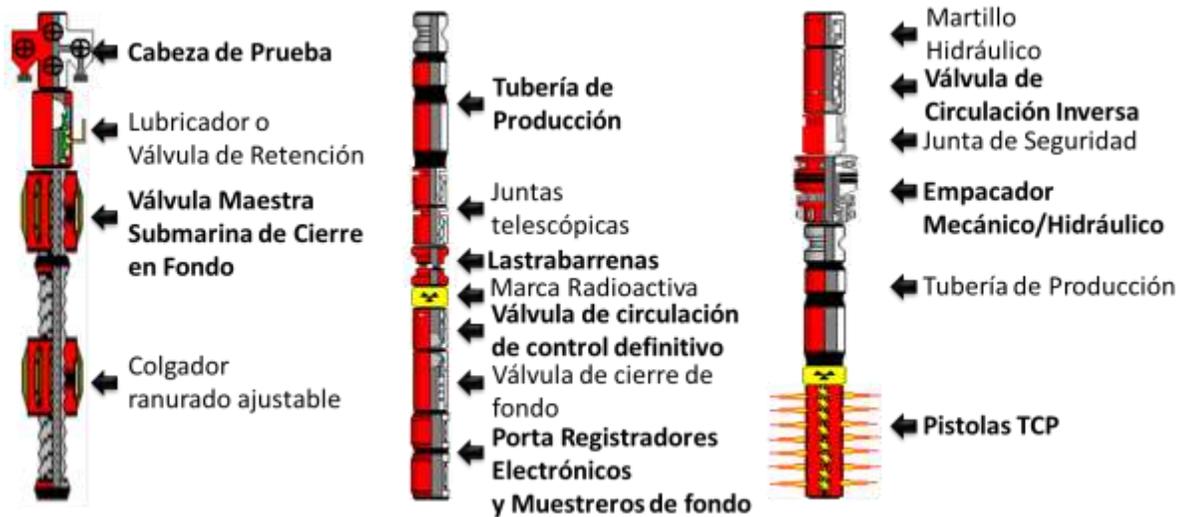


Figura 2.2. Elementos de una DST Integral^{xxv}

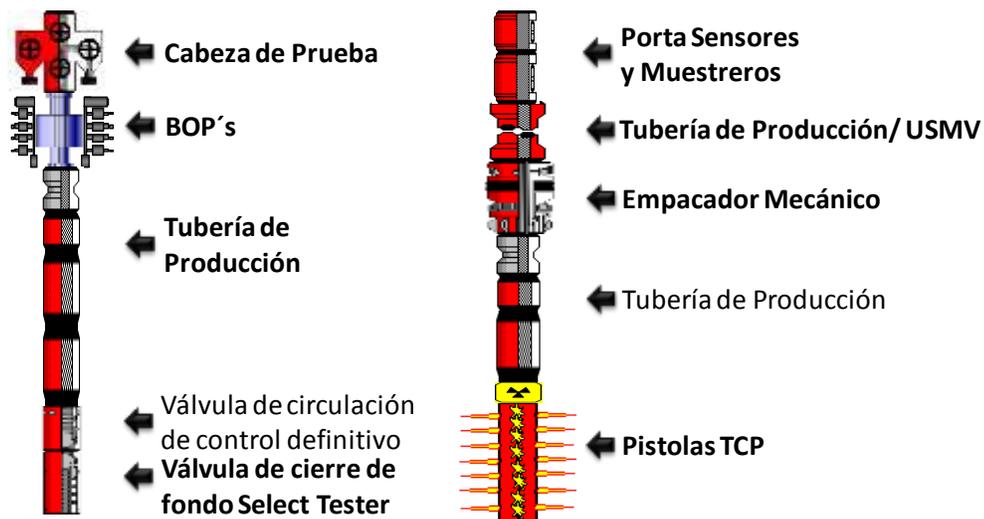


Figura 2.3. Elementos de una DST de Dos Viajes^{xxvi}

La diferencia entre ellas consiste en la distribución y uso de los componentes de la sarta utilizada. Al igual que depende del tipo de terminación que se tenga en el pozo, para tal situación se tiene otra clasificación, la cual es:

En agujero descubierto:

1. Convencional de fondo
2. Convencional para intervalos
3. Con sistemas inflables

En agujero revestido:

4. Convencional
5. Herramientas activadas por presión

II.1.1. Agujero Descubierto

Si se detectan hidrocarburos, ya sea en núcleos o cortes durante la perforación o éstos se indican en los registros, una prueba DST en agujero abierto proporciona un medio rápido y económico para evaluar el potencial de producción de la formación. Sin embargo, la técnica requiere que el agujero esté en muy buenas condiciones y altamente consolidado para que los elementos empacadores *straddles*⁴ realicen un sello en la cara de la roca. Las secciones de agujeros descubiertos también limitan la aplicación de presión sobre el espacio anular, por lo tanto, sargas especiales están diseñadas para que sean operadas con movimientos recíprocos y / o de rotación.

Si la perforación no se detiene para permitir el análisis de hidrocarburos en una zona con potencial, se encuentra un método alternativo, el cual es esperar hasta que el pozo se perfora a una profundidad total y luego usar empacadores para aislar la zona de interés. La introducción de empacadores permite el aislamiento efectivo y las pruebas de las zonas individuales geolocalizadas usando los registros por cable.

El realizar una prueba DST en agujero descubierto se hace con la finalidad de reunir información inicial importante, pero para pruebas sobre el yacimiento se requiere más información a lo largo de un período más extendido. El alcance investigado de un yacimiento aumenta con la duración de la prueba. Un factor clave que regula la duración de una prueba de pozo abierto es la estabilidad del pozo. En algún momento el pozo puede derrumbarse en la cima del empacador y la sarga puede pegarse en el fondo, teniendo así que hacer un “sidetrack”⁵. Estos riesgos de la estabilidad del pozo

⁴ **Empacador Straddles:** Son dos empacadores separados por un espacio de longitud variable. Un empacador straddles puede ser usado para aislar dos secciones de agujero descubierto para ser tratado o probado o para aislar ciertas áreas de un revestidor disparado del resto de las secciones disparadas.

⁵ **Sidetrack:** Es una de las causas más frecuentes para perforar direccionalmente. Su principal propósito es alejar el agujero de alguna obstrucción en el agujero original. Estas pueden ser “pescados” ocasionados por pegaduras de

han sido eliminados al hacer pruebas después de revestir ciertos sectores, sobre todo en alta mar, debido a esto las pruebas tradicionales en agujero descubierto están siendo reemplazadas por pruebas DST en agujero revestido.

- Convencional de fondo. La prueba convencional por definición es aquella que usa empacadores convencionales. La prueba se realiza cuando el intervalo de interés se encuentra muy próximo al fondo del pozo en agujero descubierto. Los componentes de la sarta son espaciados para aislar la zona de interés y ésta se corre hasta el fondo. Se puede utilizar un arreglo en serie de dos empacadores para incrementar la longitud de sello y garantizar el éxito de la prueba. Este tipo de prueba debe ser corrida cuando las condiciones del agujero son favorables y exista un mínimo de recortes en el fondo.
- Convencional para intervalos. Es una prueba DST realizada cuando la zona de interés se encuentra por encima del fondo del pozo o cuando se aísla el intervalo de otra zona potencial, la cual queda por debajo del empacador. Este tipo de prueba se realiza generalmente cuando el pozo alcanzó su profundidad total, el agujero está en buenas condiciones y hay varias zonas de interés para probarse. La zona de interés se aísla con empacadores *straddles*, los cuales no sólo aíslan la carga hidrostática de la columna de lodo, sino también la otra zona de interés. Si la zona de interés no se encuentra a una gran distancia del fondo del pozo, se utilizan lastrabarrenas por debajo del empacador. Los lastrabarrenas se utilizan para soportar las cargas requeridas para realizar la prueba.
- Prueba con sistemas inflables. Cuando se requiere una prueba por arriba del fondo del pozo y las condiciones cercanas a la zona de interés son irregulares, se utiliza un sistema de empacadores inflables en lugar del sólido como parte de la sarta de la prueba. En este caso, no se requiere aplicar peso a la sarta para

tubería o por fallas en la sarta, desconexiones accidentales, herramientas de medición dejadas en el agujero, entre otros.

Generalmente un sidetrack no puede ser considerado estrictamente como un proceso de perforación direccional debido a que no tiene un objetivo predeterminado. Depende de las condiciones particulares (físicas y mecánicas) del pozo en cuestión para determinar cómo se llevará a cabo.

anclar el empacador. La sarta de prueba es armada y corrida en el pozo. Cuando los empacadores alcanzan la profundidad de interés, se rota la sarta para activar una bomba de fondo, la cual utiliza al lodo para inflar el empacador. Una vez activados, los empacadores sirven de ancla para proporcionar peso y abrir la válvula hidráulica. Cuando termina la prueba, el empacador se desinfla y se recupera la sarta.

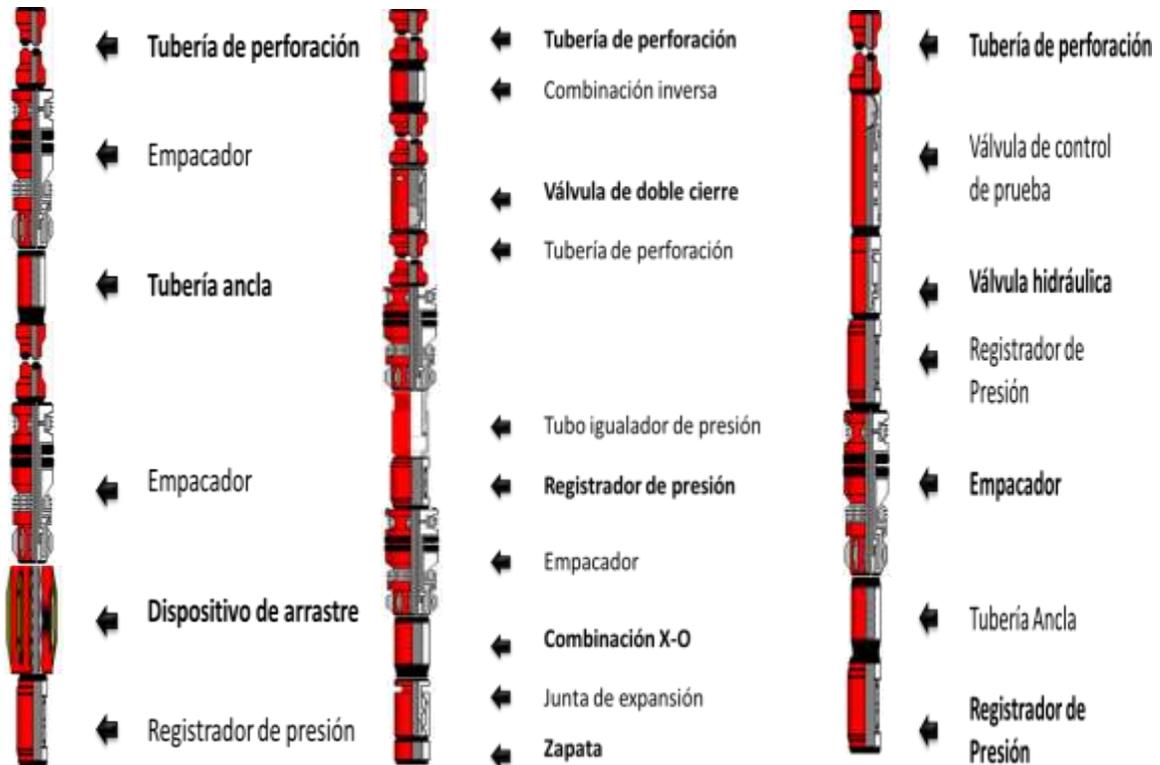


Figura 2.6. Arreglo típico de una prueba DST con sistemas inflables

Figura 2.5. Arreglo típico de una prueba DST convencional para intervalos

Figura 2.4. Arreglo típico de una prueba DST convencional en agujero descubierto

II.1.2. Agujero Revestido

Debido al incremento de la perforación en aguas profundas, las plataformas marinas se han convertido en algo común, lo que aumenta la posibilidad de que se tengan riesgos por el movimiento de las herramientas de peso tradicionales e incluso desanclar el empacador. Además, para pozos más profundos y con una mayor desviación el operar y controlar herramientas reciprocantes es más difícil,

por lo que pone en riesgo la seguridad de la operación. Un sistema de presión controlada se ha diseñado específicamente para estas aplicaciones, eliminando la necesidad de manipular la tubería después de que se colocó el empacador, y eventualmente convirtiéndose en el nuevo estándar en operaciones de Pruebas de formación a través de la Columna de Perforación.

El Sistema de Prueba de Presión Controlada (PCT; por sus siglas en inglés) se encuentra de forma autónoma en la sarta de las Pruebas de formación a través de la Columna de Perforación (DST) en agujeros entubado.

La válvula de prueba principal y otras herramientas clave son operadas por valores específicos de presión en el espacio anular y/o dentro de la tubería, por lo que tener un entendimiento completo de las diferentes presiones y diferenciales potenciales es importante en el diseño de la sarta DST en el agujero revestido. En el caso específico del PCT, la válvula se abre cuando una presión por encima de cierto valor (usualmente 1500 psi) se aplica sobre el anular, y se cierra cuando esta presión baja. Se utiliza la misma presión anular sin importar la profundidad, la presión hidrostática y la temperatura (siempre que no se excedan las especificaciones de diseño de la herramienta). Para hacer esto, una cámara en la herramienta está precargada en la superficie con nitrógeno. Un pistón de compensación asegura que el nitrógeno adquiera la presión hidrostática mientras la herramienta es corrida en el agujero. La precarga está "bloqueada" cuando se coloca el empacador.

La mayoría de los sistemas de presión controlada proporcionados actualmente se denominan de "paso total" lo que significa que un diámetro interior mínimo de 2 ¼ "se mantiene durante toda la sarta de la cima al fondo, que es esencial para correr herramientas con cable o tubería flexible dentro de la sarta para acceder a la zona productora y por lo tanto mejorar la flexibilidad del programa de prueba. Servicios tales como pasar a través de la tubería de perforación, toma de muestras con cable o línea de acero, registro de presión/temperatura y producción pueden estar listos para ser programados en la secuencia de prueba tanto como partes

principales del programa o como medidas de contingencia. La flexibilidad de este tipo de sistema permite correrse con herramientas más especializados;

- Empacadores permanentes de producción o retenedores de cemento
- Sistemas TCP
- Sistemas de medida de presión en la superficie

El sistema PCT es especialmente útil para pozos horizontales, ofrece la posibilidad de realizar un número casi ilimitado de pruebas al igual que operaciones de tratamiento y estimulación de pozos en el área de aguas profundas.

- Convencional en agujero revestido. La prueba DST en agujero revestido se corre cuando en él se ha cementado la tubería de revestimiento en el pozo. Los disparos de terminación se efectúan frente al intervalo de interés antes de que las herramientas de la prueba sean corridas en el pozo, o bien éstas se integran como parte de la sarta de la prueba. En este caso, los disparos deben efectuarse bajo condiciones de sobre balance. Por regla general, las pruebas en pozo revestido son seguras y más fáciles de controlar.

Estas pruebas generalmente se realizan en pozos con alta presión, desviados o profundos y, por lo general, se utiliza la tubería de producción en lugar de la tubería de perforación.

Las cuñas soportan el peso de la sarta requerido para comprimir los elementos del empacador, sellarlo en la TR, abrir la válvula hidráulica y aislar la zona debajo del empacador. El peso debe mantenerse durante toda la prueba.

- Herramientas activadas por presión. Cuando el pozo está revestido, se puede llevar a cabo una prueba DST con un ensamble de fondo, cuyas herramientas pueden ser activadas mediante presión, en lugar de rotar o reciprocarse. Esta forma de realizar la prueba generalmente es la mejor en equipos flotantes en pozos marinos o en pozos altamente desviados, en los cuales se dificulta precisar el movimiento de la sarta. En la sarta con

herramientas operadas con presión, el empacador se ancla convencionalmente. La válvula de prueba está equipada con un ensamble, la cual neutraliza las presiones de la hidrostática del fluido de perforación. Una cámara cargada con N₂ conserva la válvula cerrada. Después de anclar los empacadores, se represiona el anular a una presión establecida para abrir la válvula y permitir el flujo. Para cerrar la válvula se libera la presión en el espacio anular.

Las herramientas operadas con presión están disponibles con diseños internos, los cuales permiten operaciones con la tubería de producción y las herramientas con cable.

II.2. Componentes de una sarta DST

El juego de herramientas de la prueba de columna de perforación es un arreglo de equipo de fondo usado para una terminación temporal de pozo. Usan corridas como medios para proveer un método seguro y eficiente de controlar la formación durante la obtención de información esencial del yacimiento en la fase de exploración, incluso durante el desarrollo del pozo, o para realizar el pre-condicionamiento esencial o servicios de tratamiento antes de la terminación del pozo.

Varios componentes de la sarta DST son similares en función a las sargas de terminaciones permanentes, pero debido a su naturaleza temporal la sarta DST requiere algunas funciones adicionales, que normalmente no se asocian con terminaciones permanentes. Esto se puede entender mejor considerando que la herramienta DST se diseñó para un amplio rango de ambientes de operación y multiuso; por ejemplo, pueden revestirse entre corridas, mientras los componentes de terminaciones permanentes están diseñados para instalaciones específicas y de larga vida.

Las pruebas DST son afectadas por tres diferentes presiones

1.- Presión hidrostática (Ph)

2.- Presión de formación (Pf)

3.- Presión de colchón (Pc)

Una contrapresión se puede aplicar a la formación al inicio de la prueba, llenando parte de la columna perforada o una cámara en una cámara cerrada de prueba con agua, el cual es llamado colchón. La magnitud de la contrapresión aplicada se calcula a partir de la longitud del colchón.

$$P_{colchón} = \rho_w * g * h_{colchón} = 0.433 * h_{colchón}, \dots \dots \dots (2.1)$$

La presión de colchón y de agua pura está en psi y la longitud del colchón en pies. El objetivo del colchón es evitar el flujo en dos fases en la formación (por debajo del punto de burbuja o de roció del fluido del yacimiento), pero la contrapresión con colchón generalmente se diseña para ser suficientemente pequeño para evitar matar el pozo durante el flujo.^{xxvii}

Las sargas utilizadas para realizar una prueba DST están compuestas básicamente de herramientas de medición, de control y de muestreo que son colocadas dentro de la sarga de perforación o de un aparejo de producción de prueba. Están constituidas generalmente de uno o dos empacadores, que permiten aislar la zona de interés, válvulas de control de flujo, dispositivos de medición continua de presión y temperatura, una cámara de muestreo de fluidos y una tubería ancla que permite la entrada de fluidos a la sarga.

II. 2.1 Empacador

Este provee un sello y aísla P_h de la P_f muy parecido al de terminaciones permanentes. Existen varios tipos de empacadores, los utilizados para aguas profundas son empacadores hidráulicos entre ellos uno recuperable con un by-pass concéntrico. Cuando la herramienta se introduce dentro del pozo, una ranura en forma de J mantiene al by-pass abierto y controla el anclaje del empacador. Cuando se ancla el empacador un pistón de balance activado por la presión de la tubería mantiene al by-pass cerrado.

Todo empacador está compuesto por elementos de sello y un mecanismo para mantener el empacador en su lugar. Algunas herramientas incluyen además un mecanismo en forma de J, cuñas mecánicas, cuñas hidráulicas y un by-pass. El by-pass permite que los fluidos pasen a través del fondo de la herramienta cuando éste se mueve en el pozo.

La circulación a través del empacador no se interrumpe si los elementos de sello están sellando intencionalmente, así como también pasa por los puntos de interferencia de la tubería de revestimiento.

Las diferencias entre los empacadores incluyen como se colocan (compresión o inflados) y si son permanentes o no.

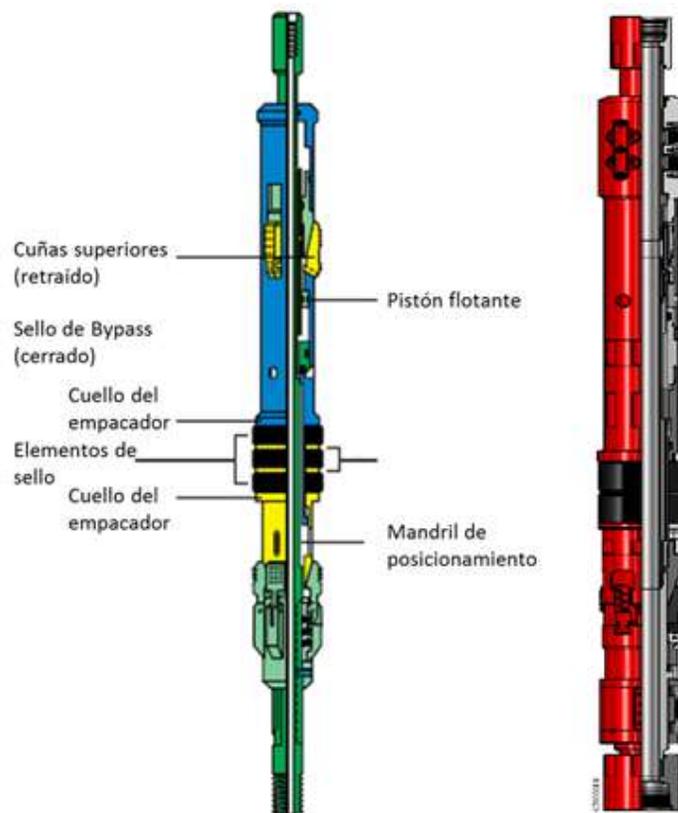


Figura 2.7. Empacador^{xxviii}

Operación

La herramienta se baja al pozo a la profundidad necesaria; si va a anclarse se debe realizar un movimiento de tubería hacia arriba y girar a la derecha. En pozos desviados o profundos, serán necesarias varias vueltas hacia la derecha para que se mantenga la posición de la herramienta; se debe de mantener el torque en la tubería hasta que las cuñas mecánicas estén ancladas y se inicie a cargar peso sobre éste. La presión del pozo hace que las cuñas hidráulicas se mantengan adheridas a la TR para prevenir que el empacador se desanque.

II.2.2. Válvula de cierre en fondo

Una de las válvulas más utilizadas es la llamada Válvula de Cierre en Fondo que es una herramienta operada con presión en espacio anular. La válvula de fondo de la sarta de prueba de presión controlada se abre cuando la presión por encima de

cierto valor- usualmente 1000 a 1500 psi- se aplica en el espacio anular y se cierra cuando esta presión baja. Ésta usa la misma presión anular, sin importar la profundidad, presión hidrostática y temperatura. (Ver Anexo F).

La válvula de bola opera independientemente de los cambios de presión de las operaciones tales como acidificaciones o fracturamientos.

Se corre arriba del empacador, aísla la P_c de la P_h durante la corrida en el agujero. También ayuda a reducir los efectos del almacenamiento del pozo el cual es un elemento importante de interpretación. Después de que el empacador se coloca y la válvula de prueba se abre, empieza el flujo a superficie.

Operación

Una vez que se ancló el empacador, se aplica presión en el espacio anular para operar esta válvula. Ésta crea una presión diferencial que actúa a través de la sección de operación para mover el mandril hacia abajo, permitiendo que la válvula gire a la posición abierta.

Para cerrar la válvula se desfoga la presión en el espacio anular. La sección de N_2 actúa para mover el mandril hacia arriba. Este movimiento del mandril hacia arriba hace que la válvula de bola gire nuevamente a la posición cerrada.

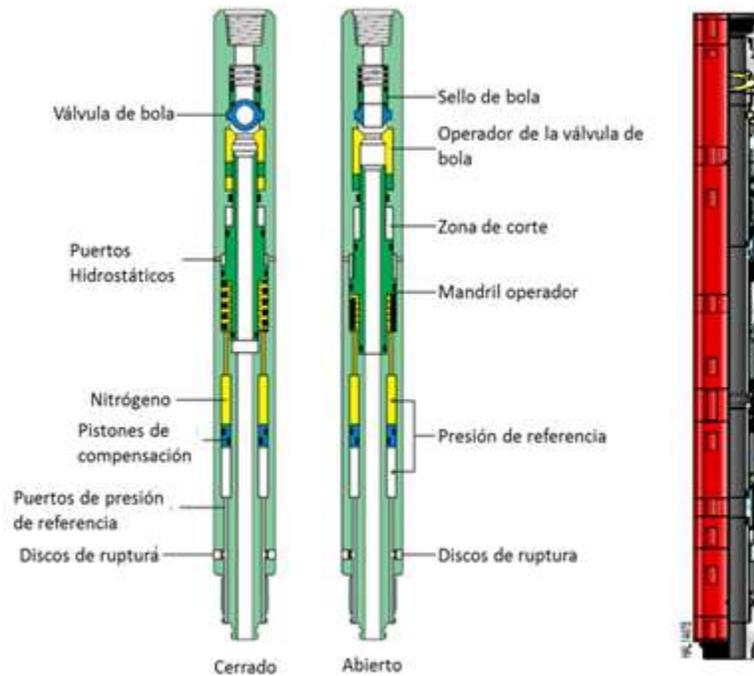


Figura 2.8. Válvula de Cierre en Fondo

Para activar el candado, se incrementa la presión normal de operación. Este mayor nivel de presión previene que el mandril de operación se mueva hacia arriba. En esta posición la válvula de bola permanecerá abierta cuando la presión en espacio anular es desfogada.

Para reactivar a la herramienta, se incrementa nuevamente la presión en el espacio anular por arriba de la presión de operación normal.

II.2.3. Válvula de circulación inversa

Una válvula de circulación inversa provee de medios para remover fluidos producidos antes de sacarlos del agujero. Por redundancia, dos válvulas de circulación inversa con diferentes sistemas de operación son normalmente corridas. Algunos tipos pueden abrirse y volver a cerrarse, haciendo posible en los tratamientos de limpieza encontrar fluidos de colchón y ácido para la perforación

La válvula de circulación se opera con presión en espacio anular y es reciclable por medio de una presión anular determinada y posteriormente se desfoga. La válvula consiste de una sección de nitrógeno, un sistema de aceite, una válvula de circulación y una válvula de bola. La sección de nitrógeno contiene el gas nitrógeno que balancea las presiones hidrostática y anular. La carga de nitrógeno en la herramienta depende de la hidrostática del pozo (peso del lodo y profundidad) y la temperatura del fondo. Esta información debe ser conocida para preparar adecuadamente la herramienta para ser introducida al pozo.

Los mecanismos de operación y control están contenidos en un sistema de aceite cerrado activado por presión en el espacio anular actuando sobre la cámara de nitrógeno permitiendo un ilimitado número de ciclos de presión.

La válvula de circulación y la válvula de bola trabajan juntas para permitir hacer operaciones de circulación. La válvula de bola se cerrará antes de que se abran los puertos de circulación.

Permite prueba del pozo, pruebas de presión y circulación de fluidos.

Operación

El pozo se puede probar cuando la válvula está en la posición de prueba, en esta posición los puertos de circulación están cerrados y la válvula de bola está abierta. Durante un periodo de cierre en fondo, la válvula está en la posición de prueba durante los periodos de flujo y cierre. La tubería de trabajo se puede probar con esta válvula en la posición de "Blank", ya que la válvula de bola se cierra antes de que se abran los puertos de circulación. Fluidos pueden ser bombeados en cualquier dirección a través de la herramienta en la posición de circulación, en esta posición los puertos de circulación están abiertos y la válvula de bola está cerrada.

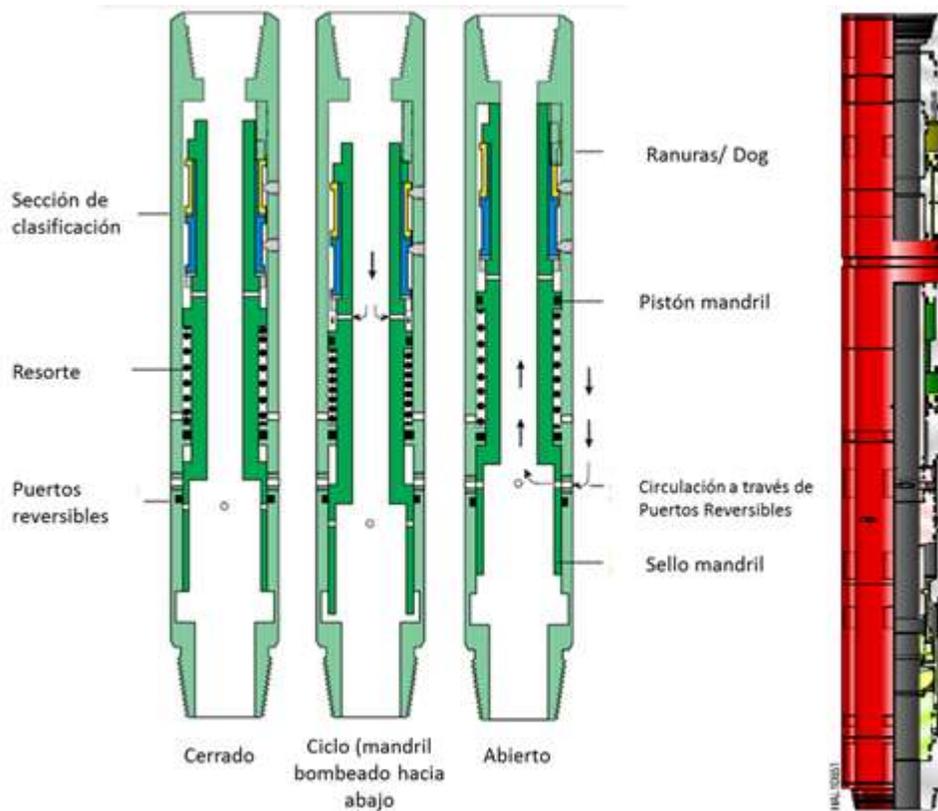


Figura 2.9. Válvula de Circulación Inversa

II.2.4. Junta de Expansión

Una junta de expansión o slip joint es una herramienta de compensación de expansión/contracción. Se acomoda a cualquier cambio en la longitud de la sarta causado por la temperatura y presión durante la prueba DST. La herramienta está hidráulicamente balanceada e insensible a la aplicación de presiones de tubería.

Las slip joints tienen un embolo de 5 ft (1.52 m) de carrera pero se puede utilizar con otras juntas para proporcionar una carrera adicional, así el número total de slip joints depende de las condiciones del pozo por ejemplo para una prueba estándar de 10000ft son normales dos o tres slip joints. Cuando múltiples juntas son corridas, se conectan una tras otra preferiblemente localizadas en diferentes posiciones dentro de la sarta de prueba. El número de juntas requeridas depende del movimiento del océano y de los efectos de expansión y tensión esperados.

Esta junta telescópica, como otras juntas aceptan el movimiento asociado con el océano o los cambios de temperatura sin permitir el movimiento de las herramientas de fondo.

Mantiene su rango completo de tensión cuando se cierra y tiene su seguro, que cuando está en la posición cerrada para su manejo, reduce el riesgo de daño del mandril interno.

El aparejo de prueba se puede levantar con la junta en candado y posteriormente se le quita el candado antes de iniciar el descenso al pozo.

La junta telescópica opera por medio de volúmenes balanceados, Como la junta telescópica se contrae y tensiona en sus volúmenes internos, un pistón diferencial dentro de la junta permite el movimiento del mismo volumen de fluido dentro de la T.P. El resultado neto es el no cambio en el volumen interno.

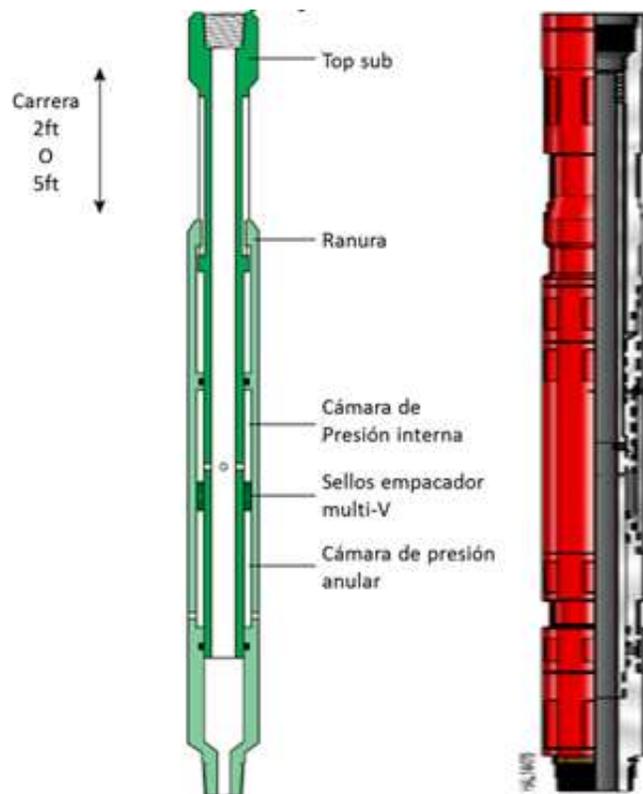


Figura 2.10. Junta de Expansión o Slip Joint

II.2.5. Martillo Hidráulico

Un martillo hidráulico se incluye como parte de una sarta de prueba para transmitir un golpe ascendente a la sarta de la herramienta en caso de que el empacador y el ensamblaje de fondo se atasquen. El que la herramienta tenga un tiempo de acción regulado mientras se transfiere un movimiento rápido sobre toda la longitud de la sarta no son métodos sencillos. Un empuje superior activa un flujo regulado de aceite hasta que la sección del martillo es liberada dando un rápido movimiento ascendente y generando un golpe relevante, se opera el martillo tensionando la sarta y manteniéndola por unos cuantos minutos hasta que se origina un impacto hacia arriba para ayudar a sacar la herramienta atorada.

Operación

La resistencia temporal que opera al martillo hidráulico o “Jar” es originada por un sistema retardador de tiempo. Esta resistencia cede cuando la camisa deslizante dentro del Jar se mueve dentro de la sección de by-pass. Esta acción permite pasar rápidamente al aceite hidráulico.

Cuando las herramientas que están por debajo del Jar se atorán, se tensiona el aparejo creando un impacto hacia arriba, removiendo las herramientas atoradas, el martillo se puede activar nuevamente cargando peso sobre él.

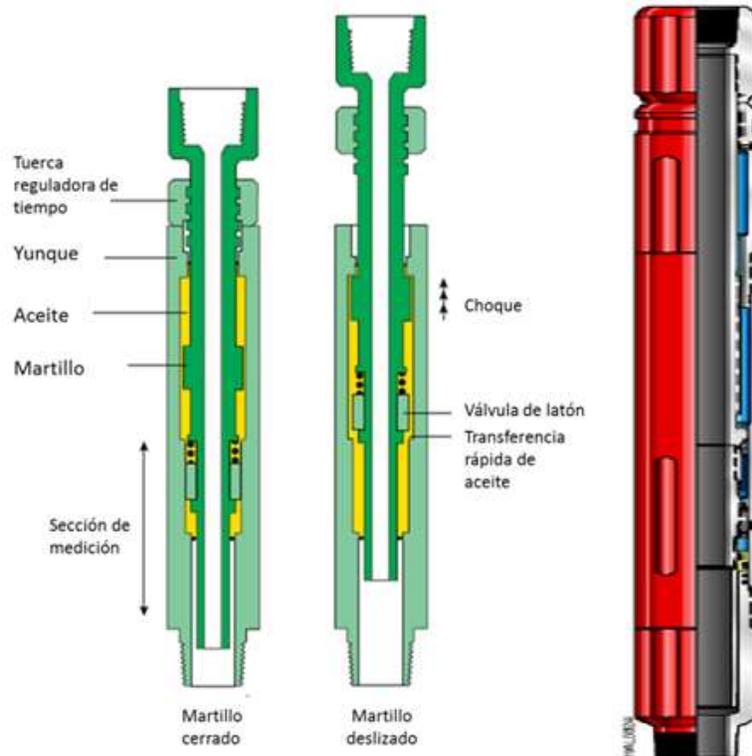


Figura 2.11. Martillo Hidráulico o Jar

II.2.6. Junta de Seguridad

La junta de seguridad, es una herramienta de respaldo para cualquier emergencia, ésta se conecta inmediatamente arriba del empacador recuperable, es una herramienta necesaria para cualquier operación donde se utilice este tipo de empacador en caso de que se presenten dificultades.

Es de ayuda vital para cualquier atrapamiento del empacador. Debido a que nos permite recuperar la sarta arriba de la junta de seguridad y conectar con accesorios de pesca.

Operación

La junta de seguridad, se corre arriba del empacador, esto permite la opción de conectar cualquier tipo de herramienta arriba de esta, de acuerdo al diseño del aparejo de prueba.

Por seguridad esta válvula de seguridad contiene una camisa de tensión, que está conectada en el mandril principal que impide el desenroscado prematuro, dicha camisa se rompe tensionando la sarta, y se activa el mecanismo de desconexión, se necesita dar torque a la derecha y trabajar la sarta con movimientos hacia arriba y hacia abajo las veces que sean necesarias hasta liberar la tubería



Figura 2.12. Junta de Seguridad

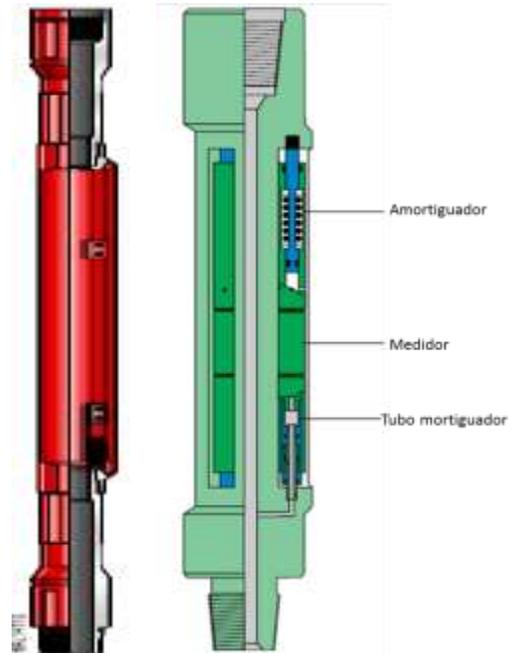


Figura 2.13. Porta Registradores de Memoria

II.2.7. Porta Registrador de Memoria

El porta sensor externo tiene un diámetro exterior de 5.0" x 2.25 in de diámetro interno y pueden instalarse dos sensores mecánicos o electrónicos. El diámetro interno de esta herramienta es concéntrico con la tubería de prueba de tal forma que el diámetro interno de 2.25 in siempre es el mismo para permitir el paso libre de herramientas con cable o lanzar alguna barra. Dependiendo de cuál de los varios conectores se utilicen en la herramienta, el diámetro exterior varía entre 5.0 in o 5.40 in. La característica de la herramienta es el sello metal-metal soportado por sellos. En el porta sensor estándar se pueden conectar sensores de longitud estándar. El porta sensor versión larga puede almacenar sensores para los cuales se requiere una batería adicional. Ambos porta sensores están diseñados para manejar sensores de memoria de diámetro exterior de 1.25 in. Estas herramientas están diseñadas para trabajar en las más severas condiciones de los pozos, incluyendo ambientes de H₂S y altas temperaturas.

II.2.8. Válvula de Drene

La válvula de drene consiste de un cuerpo con puertos, camisa deslizable y tuerca rotativa, la cual controla la posición de la camisa deslizable. La camisa cubre o expone los puertos en el cuerpo de la válvula. Un collar de desfogue se requiere para liberar presiones.

Permite presión entrampada entre dos válvulas cerradas, para ser desfogada en una manera controlada. Usada para recuperar volúmenes grandes de muestra.



Figura 2.14. Válvula de Drene

Operación

La válvula de drene se instala entre dos válvulas cualesquiera que pudiesen salir con presión entrampada entre ellas. La presión se desfoga instalando un collar y niples de desfogue, se pueden conectar válvulas, líneas o botella para fluido. Después de que el ensamble del collar es conectado, los puertos de la herramienta son expuestos usando una llave cadena y rotando la tuerca, la cual mueve la camisa deslizable.

II.2.9. Muestrero

El muestrero se usa para atrapar una muestra de fondo en cualquier momento durante la prueba sin admitir el pozo. Las muestras se activan mediante la aplicación de presión anular, permitiendo que las muestras puedan tomarse en cualquier momento durante el período de flujo.

Un solo disco de ruptura puede activar todas las muestras de forma simultánea o de cada toma de muestras puede tener su propio disco disparador de ruptura para un disparo selectivo. Los discos de ruptura se fijan en un intervalo de presión de funcionamiento del anillo entre la válvula de pruebas y la válvula de inversión.

El vehículo cuenta con un muestreador de 2.25 pulgadas de paso total y es concéntrico, tanto en las dimensiones externas e internas para garantizar un funcionamiento suave.

Las funciones de captura de muestras de fluido de la sarta DST tienen mucho en común con los probadores de intervalos de formación. La mayor diferencia de estas es que el muestreador DST puede tomar mayores muestras y después de que cantidades significativas de fluido se producen en la zona y/o en el pozo acondicionado para el muestreo. Se ha dicho de la mayoría de las herramientas en el mercado, que aun siendo capaces de capturar grandes muestras, incluso si el pozo no fluye hasta superficie, generalmente no son capaces de atrapar muestras adecuadas para un análisis completo de PVT.

Por lo que hay herramientas que se activan por una sobrepresión específica en el espacio anular en cualquier momento de la prueba. Un regulador de prueba asegura que la muestra se adquiere de una manera controlada para evitar que el gas sea extraído de la solución. La muestra se atrapa en una cámara desmontable que puede ser enviada directamente a laboratorio o pueda ser transferida a una botella de envío.

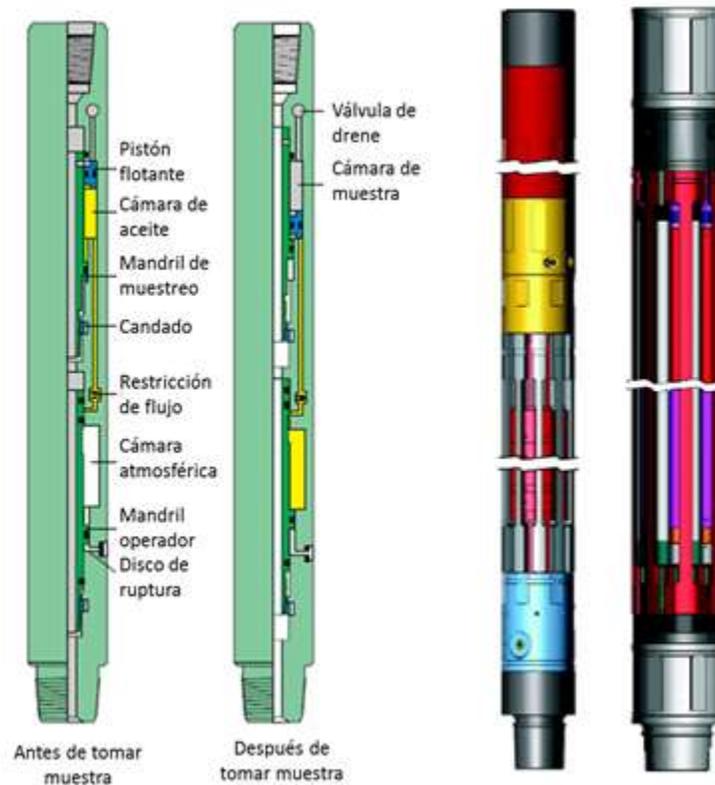


Figura 2.15. Muestrero armado y sin armar

II.2.10. Niple de Inyección

La finalidad del sub de inyección de químicos es el de proveer un punto de bombeo por arriba o por debajo de la válvula de desconexión STTT para neutralizar la formación de hidratos. El sub de inyección está equipado con una válvula check que previene el flujo a superficie del pozo por la línea de suministro

del sub de inyección. Esta válvula mantiene una presión positiva en la línea de suministro durante la corrida en el pozo, evitando que la presión hidrostática en el anular colapse el umbilical. Al igual que nos ayuda de forma integral, debido a:

- Inyección de solventes facilitando la dilución del aceite pesado.
- Prevención de taponamiento de la tubería por depósito de asfáltenos, parafinas y ayuda a la producción de aceite pesado sin la utilización de tubería flexible.
- Minimiza el efecto de las bajas temperaturas del lecho marino a la viscosidad del aceite y reducción de tiempos para la evaluación de formaciones productoras.

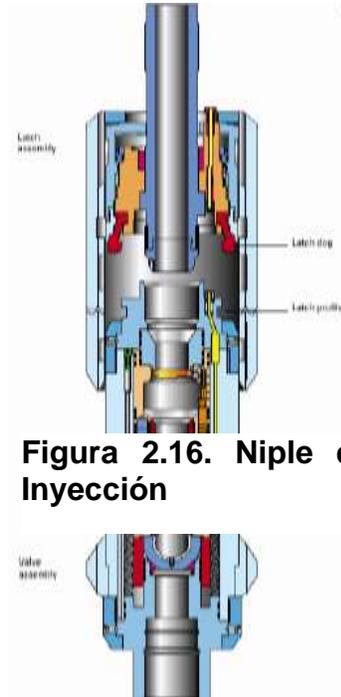


Figura 2.16. Niple de Inyección

II.2.11. Cabezal de control

La cabeza de control es una combinación de swivel⁶ y válvula de control que se localiza en la parte superior de la sarta. La válvula permite el control superficial del flujo; mientras que el swivel permite la rotación de la sarta en caso necesario para asentar los empacadores o para operar alguna herramienta en particular. Una cabeza de control dual se utiliza generalmente en los casos de tener altas presiones en los intervalos a probar o en el caso de los pozos marinos. La válvula se activa mediante la presión con líneas de nitrógeno. Contiene un receptáculo para incorporar y soltar barras para activar los puertos de los substitutos de circulación inversa.

⁶ **Swivel:** Es una herramienta rotaria que es colgada del gancho giratorio y el bloque viajero para suspender y permitir la libre rotación de la sarta de perforación. También provee una conexión para la manguera rotaria y un pasadizo para el flujo del fluido de perforación.

El Árbol de Prueba consiste de un cuerpo central conteniendo:

- Cuatro válvulas de compuerta
- Un actuador de Seguridad
- Swivel para poder rotar la tubería.

Permite la inyección química, inhibidores, espumantes, o los rompedores de emulsión según las necesidades de la prueba.

Cada árbol contiene un tubo madrina para poder manipular el aparejo. Contiene unos ganchos para maniobras de grúa en superficie.

- Tiene varias conexiones para permitir una instalación auto ajustable y segura.
- Cumple con las normas de seguridad aplicables en la industria.
- Puede utilizarse para equipos semi-sumergibles, en plataformas marinas.

Operación

El sistema de seguridad puede ser tan simple como una bomba manual, o puede controlarse automáticamente por el paro de emergencia (ESD) que pilotea el equipo a lo largo de la prueba El Árbol de Prueba, tiene normalmente la válvula de flujo que es controlada por un actuador hidráulico, éste se puede activar desde cualquier punto, manualmente. El árbol permite sondear con línea eléctrica, tubería flexible, línea de acero y otras operaciones, Contiene un panel de control automático que maneja las presiones del actuador hidráulico.

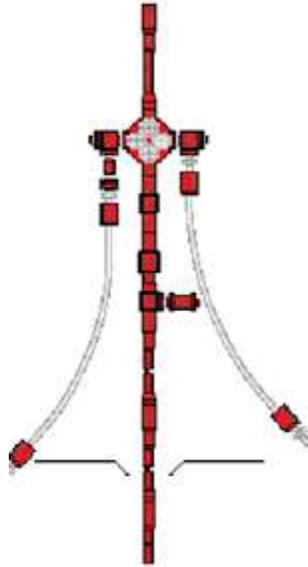


Figura 2.17. Cabezal de Control

II.3. Equipo Marino de DST

Una de las distinciones que se pueden mencionar entre el diseño de las sartas DST terrestres y costa afuera, es la configuración del equipo que se utiliza para tomar las pruebas. Entre ellas las más distintivas son las que se encuentran arriba del ensamble de colgador ranurado ajustable (bola colgadora).

II.3.1 Bola Colgadora

El ensamble de colgador ranurado consiste en un mandril roscado y un colgador acanalado. El ensamble de colgador acanalado se aloja en el colgador del casing (TR) o en el buje de desgaste del cabezal submarino, así que todo el peso de la sarta de prueba se puede colgar en este punto. Con un arreglo del mandril y un tornillo candado, se puede ajustar la altura del mandril arriba del colgador de tubería de revestimiento o del buje de desgaste. Esta ventaja permite una colocación precisa del árbol de prueba submarino dentro del ensamble de preventores (BOP's) en relación a la posición



Figura 2.18. Bola Colgadora

de varios preventores (BOP's) rams. El mandril roscado también tiene ranuras u orificios para permitir la comunicación del fluido anular a través del mandril, está diseñado para soportar 15,000 PSI.

II.3.2. BOP CAN

El BOP CAN se diseñó para utilizarse en plataformas semi-sumergibles o embarcaciones con posicionamiento Dinámico.

La función principal del BOP CAN es poder cerrar el preventor de trabajo en el lecho marino y a la vez poder bombear fluido de inyección de química a través de los puertos superior e inferior hacia los nipples de inyección colocados por debajo del árbol submarino, además de esta ventaja también se pueden pasar líneas eléctricas las cuales sirven para operar las bombas electro centrífugas.

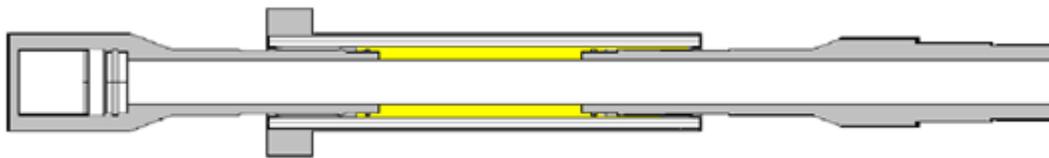


Figura 2.19. BOP CAN

II.3.2. RamLock

El RamLock se diseñó para desviar el flujo de inyección de la válvula SSTT y poder tener la inyección de químico debajo de la misma cuenta con un área de sello la cual permite el cierre de los preventores.

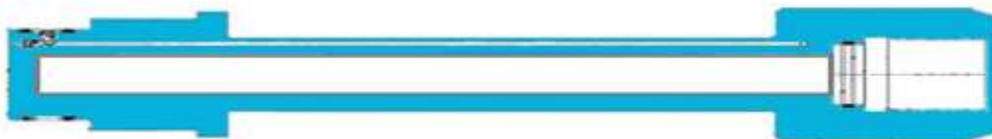


Figura 2.20. RamLock

II.3.3. Válvula Maestra Submarina SSTT

La válvula submarina SSTT se utiliza como una válvula maestra temporal durante pruebas de pozos en plataformas semisumergibles. Se instala en el conjunto de preventores en el fondo del mar.

La válvula SSTT consiste de dos válvulas normalmente cerradas y un mecanismo de conexión y desconexión. La sección de la válvula contiene dos cierres de tubería. Cada cierre opera independientemente uno de otro. Una válvula flaper⁷ normalmente cerrada y una válvula de bola se cierran por una carga de nitrógeno respaldada por fuerza de un resorte. La carga de nitrógeno fuerza a la bola a cerrar y puede cortar (opcional) cable y es posible que corte tubería flexible de 2 pulgadas de diámetro exterior con un espesor de 0.125 pulgadas. Un pequeño tiempo de retraso entre la carga de nitrógeno y los cierres de la bola y el flaper, permite que el cable o tubería flexible se recuperen en superficie antes de que cierre esta válvula.

La sección de desconexión consiste de un conector en la sección de la válvula, un pistón de operación para el flaper y un conjunto de sellos. La sección de desconexión se diseña para desconectar y manejar fácilmente la sarta desde la SSTT en caso de una emergencia. También puede ser rápida y fácilmente reconectada al sistema de control, restablecer las conexiones hidráulicas y restablecer la conexión entre la tubería de maniobra con la del fondo del pozo. La desconexión se puede realizar desde superficie por presión hidráulica o girando la sarta a la derecha. Entre las características de funcionalidad de esta válvula se pueden mencionar:

- Normalmente cerrada
- Fácil desconexión en caso de emergencia.
- Actúa como otra válvula de seguridad.

⁷ **Válvula Flaper o Válvula Check.** Es una válvula que solo permite el flujo en una sola dirección y restringe el regreso de fluidos.

- Mantiene la habilidad de bombear fluido a través de ella en cualquier momento.
- La cámara de nitrógeno incrementa la fuerza de cierre y disminuye el tiempo requerido para cerrar.
- Puede ser desconectada estando en tensión.
- Sistema de sellos redundantes.

Operación

Abajo de la válvula, un tubo pulido proporciona el punto de sello en los preventores y un colgador de tubería soporta el peso de la tubería sobre el buje de desgaste. Los preventores hacen sello sobre el tubo pulido, éste debe estar por arriba de la línea de matar o de estrangular. Esto permite un monitoreo en superficie de la presión en espacio anular y permite establecer circulación en cualquier momento para controlar el pozo en caso de emergencia.

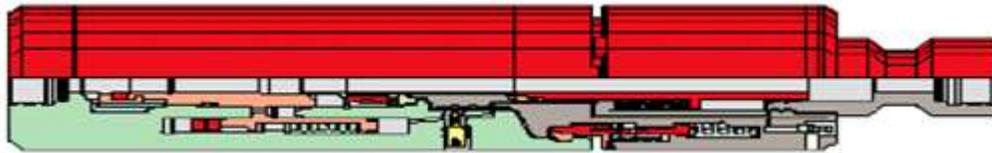


Figura 2.21. Válvula Maestra Submarina

II.3.4. Mandril Centralizador

El propósito del mandril centralizador es posicionar las herramientas sub sea dentro del Riser por lo que mientras se corre el equipo en el pozo no entre en contacto con las paredes del riser evitando daño en las válvulas sub sea, umbilicales y accesorios.

II.3.5. Válvula retenedora y Lubricador de Subsuelo

El Lubricador/Retenedor submarino es una válvula recuperable con tubería. La colocación de esta válvula en el aparejo submarino determinará las funciones de

esta válvula ya sea como lubricador o retenedor submarino. Cuando se utiliza como lubricador, se instala a una determinada profundidad por debajo de la mesa rotaria, en esta posición la válvula funciona como lubricador para herramientas y trabajos con cable y línea de acero. La utilización de esta válvula reemplaza la necesidad de los lubricadores montados por arriba del medio árbol o cabezas de prueba.

Por su posición en el aparejo de prueba esta válvula se puede utilizar para probar la integridad de las conexiones superficiales hasta esta válvula. Cuando se utiliza como retenedor, se instala directamente arriba de la válvula submarina SSTT cerca del fondo marino, su función principal es capturar los fluidos del pozo que pudieran ser atrapados en el aparejo durante una operación de desconexión.

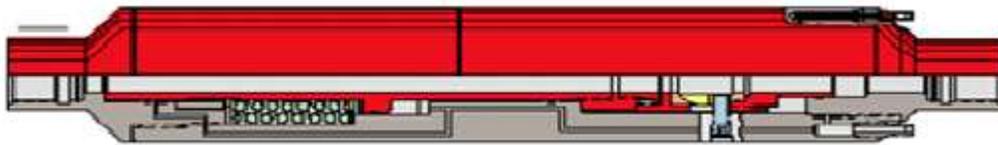


Figura 2.22. Válvula retenedora/lubricador de subsuelo

II.3.5. Mandril de protección de líneas de control submarino RSM

El objetivo del RSM es el de permitir un área de sello externa en el diverter⁸ mientras se provee protección a las líneas umbilicales, y/o proveer protección a estos mismos a nivel de la mesa rotaria durante las operaciones.

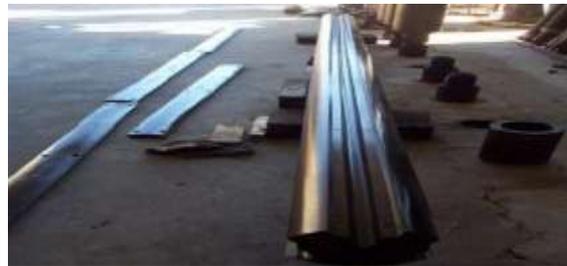


Figura 2.23. Mandril de control submarino RSM

⁸ **Diverter:** Es un desviador de flujo, que consiste en un anillo que es cerrado a través de la TP y otras restricciones. Colocado debajo del TP, la caja se abre hasta que el anillo inflable sella contra las paredes del revestidor.

II.3.6. Unidad de Control Submarina “Sealink”

La unidad de control submarina es un sistema de adquisición de datos de bajo poder y sistema de actuación de las válvulas del sistema electrohidráulico. La unidad de control submarina actúa remotamente hasta la unidad de control superficial recibiendo, reconociendo y desarrollando tareas solicitadas por vía de la interfaz del modem serial. La unidad de control submarina opera a bajo poder manteniéndose en estado apagado entre las secciones de comunicación y la electrónica de superficie. Un hardware especializado y un firmware basado en el manejo de logaritmos permiten que el dispositivo de superficie alerte a la unidad submarina iniciando una sesión de comunicación. Al recibir la orden, la unidad de control submarina actúa sobre la válvula seleccionada ya sea para un cierre rápido o para desconectar la SSTT y la válvula retenedora de fluidos.



Figura 2.24. Sealink

II.3. Diseño de DST

El trabajo de diseño consiste específicamente en obtener los parámetros y/o especificaciones de los materiales (tubulares de la sarta) que se utilizarán en las operaciones. Los parámetros operativos deben asegurar el éxito de las operaciones mediante la comprobación de su desempeño mecánico.

Entre las condiciones principales que se deben tener para una prueba exitosa se considera:

- A. Condiciones apropiadas del agujero
- B. Diseño apropiado de la prueba

Un punto igual de importante es el funcionamiento apropiado de las herramientas a utilizar para la prueba, debido que éstas pueden causar mal funcionamiento de registradores, fugas en la tubería, que puedan presentar fallas al asentar el empacador y en la operación de las válvulas. Dentro de este rubro también se pueden mencionar los errores humanos, como medición incorrecta de la tubería. En general, las fallas en las herramientas que componen la sarta de prueba se pueden evitar utilizando equipos que estén en buenas condiciones.

II.3.1. Condiciones apropiadas del agujero

Los problemas de acondicionamiento del agujero puede originarse por varios factores correspondientes a las condiciones en el pozo, tales como:

1. Excesivo depósito de sólidos en el fondo, lo cual puede resultar en daño al sistema de empacamiento y en pegaduras de la tubería anclada en el fondo.
2. Agujero descalibrado, el cual no permitirá el buen asentamiento del empacador.
3. El cierre del agujero no permitirá a las herramientas de la prueba alcanzar la zona de interés.
4. Asentamiento inadecuado del empacador.
5. Taponamiento de las herramientas por los sólidos depositados en el fondo o presentes en el lodo de perforación.

II.3.2. Diseño apropiado de la prueba

El diseño inapropiado de una prueba conduce a fallas potenciales. Existen varias razones por las cuales una DST puede ser diseñada incorrectamente:

1. Mal desempeño mecánico de los tubulares de la sarta utilizada.

2. Por la severidad en la presión de choque impuesta a la formación cuando la presión de formación se expone a la tubería vacía, y que pudiera dañar al empacador al grado de no sellar.
3. Es factible que se generen presiones de surgencia debido al movimiento de la tubería y al anclaje del empacador, pudiendo causar la manifestación de presiones relativamente altas, muy próximas al agujero en formaciones permeables.
4. Es importante que los períodos de flujo y cierre de la prueba sean lo suficientemente largos para obtener los resultados apropiados.
5. Los dispositivos de medición (presión, temperatura) deben ser seleccionados de acuerdo al rango, precisión, resolución y objetivos de la prueba.

Para el primer punto se debe determinar y analizar el desempeño mecánico de los tubulares utilizados en la prueba DST, con el fin de asegurar el trabajo de los mismos durante el desarrollo de la prueba. Estos se pueden determinar de las dos maneras siguientes:

- a. Seleccionando las características mecánicas que debe tener la sarta a utilizar durante la prueba. En este caso, se procede a seleccionar la distribución y especificaciones de los elementos tubulares que van a conformar la sarta. Dependiendo del tipo de prueba, se puede utilizar una sarta con tubulares de perforación o una de producción (sarta de prueba).
- b. Analizando el desempeño mecánico de la sarta por utilizar. En este otro caso, se realiza una revisión del desempeño mecánico de la sarta a utilizar (perforación o tubing) mediante el uso y generación de la envolvente de falla.

En el segundo punto es común la aplicación de una “regla de dedo” tomando la siguiente consideración.

Si la presión diferencial entre la carga hidrostática del lodo presente en el espacio anular y en el interior de la tubería excede los 4000 psi, se debe utilizar un colchón de agua (nitrógeno o diesel, en algunos casos) y colocarlo en el interior de la tubería para reducir la presión diferencial a un valor menor o igual a 4000 psi, cuando la válvula de control sea abierta. Por lo tanto, la altura requerida del colchón puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$h_c = \frac{\rho_l h - 2813}{\rho_c} \dots\dots\dots (2.2)$$

y el volumen requerido para alcanzar esta altura de colchón en el interior de la sarta de tuberías utilizadas se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$V = c_1 h_c d_i \dots\dots\dots (2.3)$$

donde:

- | | |
|--|--|
| <i>h_c</i> = altura de colchón | <i>h</i> = profundidad del empacador |
| <i>ρ_l</i> = densidad del lodo | <i>d_i</i> = diámetro interior de la tubería |
| <i>ρ_c</i> = densidad del fluido colchón | <i>V</i> = volumen de colchón |

Para resolver la condición que se manifiesta en el punto tres, es importante señalar que durante el primer período de flujo se debe desfogar la presión generada a fin de que no contribuya a que la interpretación de la prueba en el primer periodo de cierre sea incorrecta.

El cuarto punto se puede resolver tomando en cuenta los tiempos mostrados en la **Tabla 2.2** para cada uno de los periodos de flujo y de cierre requeridos durante la prueba. Estos valores son “reglas de dedo”, que pueden ajustarse de acuerdo con las condiciones presentes en el pozo y del comportamiento esperado en el intervalo de interés.

Tabla 2.2. Duración de periodos en prueba DST

Periodo	Tiempo	Observaciones
Inicial de flujo	5 a 10 min	
Inicial de cierre	30 a 60 min	
Final de flujo	60 a 80 min	Pozos terrestres en agujero descubierto, dependiendo de la permeabilidad
Final de flujo	8 horas, luz diurna	Pozos marinos en agujero revestido
Final de cierre	1.5 a 2 veces el 2° periodo de flujo	

Para entender la aplicación de cada uno de los puntos anteriores, es importante referirnos a los conceptos de resistencia y de cargas actuantes en la sarta de prueba.

Cualquier elemento tubular que se incorpore como parte de la sarta de prueba mecánicamente debe desempeñarse con una resistencia superior a la carga impuesta en todos los eventos que se presentan durante el desarrollo de la prueba. Es decir:

$$RESISTENCIA/CARGA > 1.0$$

Esta premisa de la mecánica de materiales debe cumplirse independientemente del tipo de carga a la que se vea sometido cada componente de la sarta. Basado en lo anterior, es de interés particular revisar los dos parámetros implicados. Por un lado, todo lo relativo a la resistencia de los elementos tubulares y, por otro, todo lo relacionado con los tipos de carga y la forma de evaluarlas.

II.3.3. Capacidad de resistencia

La capacidad de resistencia de los elementos tubulares se puede entender como la aptitud que ofrece el material para absorber cualquier tipo de carga sin que se manifieste la falla en el cuerpo geométrico del tubular. Derivado de los estudios realizados por el Instituto Americano del Petróleo (API) y la aplicación de modelos como el de Henckel Von Misess, se puede contar en la actualidad con una representación aproximada de la capacidad de resistencia de una tubería. EL API^{xxix} (ver anexo A), describe las formulaciones que permiten predecir la resistencia de una tubería para evitar las tres principales fallas que se presentan al trabajar en el interior de un pozo:

- Colapso
- Estallamiento
- Tensión/Compresión

Estas fallas las experimentan tanto las tuberías de perforación como las de revestimiento y de producción.

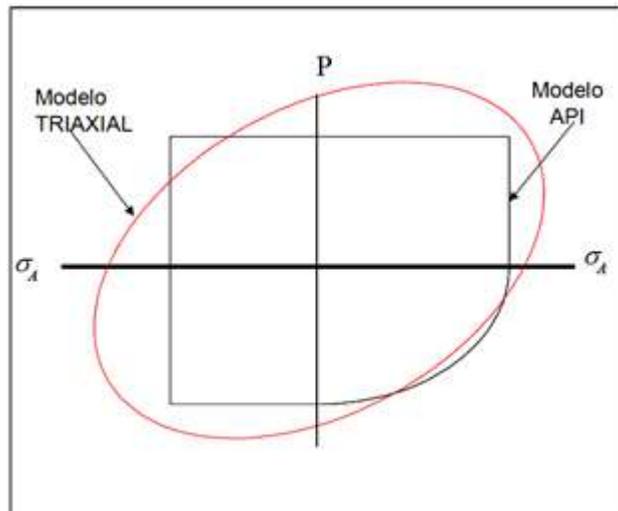


Figura 2.25. Capacidad de resistencia de una tubería

La **Figura 2.25** es una representación gráfica del comportamiento de la resistencia de una tubería. La línea negra representa los límites de resistencia calculadas con

las formulas API, mientras que la línea roja representa los límites de resistencia de la tubería calculados con el modelo de Von Misses, llamado también modelo triaxial.

Gráficos como los mostrados en la **Figura 2.25** pueden denominarse envolvente de falla o criterio de falla, en virtud de que los puntos límite de cada curva o contornos representan la capacidad de resistencia del tubo, determinada mediante los dos modelos principales para medir su desempeño mecánico.

A partir del análisis de la **Figura 2.25** pueden observarse las siguientes condiciones:

- El primer cuadrante muestra el comportamiento de la resistencia de la tubería a las fallas por estallamiento– tensión.
- El segundo cuadrante muestra el comportamiento de la resistencia de la tubería a las fallas por estallamiento– compresión.
- El tercer cuadrante muestra el comportamiento de la resistencia de la tubería a las fallas por colapso– compresión.
- El cuarto cuadrante muestra el comportamiento de la resistencia de la tubería a las fallas por colapso–tensión.

Es importante señalar que el comportamiento o capacidad de resistencia, como la mostrada en la **Figura 2.25**, se genera teniendo en cuenta varias hipótesis. Entre las más importantes pueden mencionarse las siguientes:

- Geometría perfecta del tubular: no ovalidad, no excentricidad.
- La cedencia del material es constante con respecto a la temperatura.
- Tubería nueva

Es de esperarse que la sarta de tubulares a usarse en pruebas DST esté sujeta a condiciones de falla, por lo que es de vital importancia analizar su comportamiento mediante el uso de este tipo de envolvente. Es importante señalar que, en caso de usar sargas de prueba que tengan ya un uso previo, es necesario determinar el grado de fatiga que han tenido para clasificar la tubería y asignarle una

degradación en su capacidad de resistencia. En el caso de tuberías de perforación, existen las siguientes clases para diferenciar su capacidad de resistencia:

- Nueva (100%)
- Premium (90 %)
- Clase 2 (70%)
- Clase 3 (50%)

La diferencia notable en las especificaciones de las clases de tuberías se centra en la resistencia a la tensión del cuerpo del tubo y la resistencia a la torsión. Los datos de referencia para especificaciones de tubería nueva se obtienen en los boletines y recomendaciones del API.

II.3.4. Evaluación de cargas

Las principales cargas a las que se expone la sarta durante el desarrollo de una prueba (introducción, toma de información y recuperación de la misma) son: cargas axiales y de presión. Las primeras son las que permiten cuantificar los márgenes operativos al jalón (trabajando con la sarta) de la sarta, con la finalidad de realizar con seguridad las maniobras de la prueba sin que se manifieste una falla por tensión. Mientras que las cargas de presión se presentan por los perfiles de presión interna y externa generados por la carga hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio anular y el interior de la sarta, que dan lugar a una posible falla por colapso o estallamiento. En una prueba DST, la falla potencial a la que se expone cualquier tubular por efecto de la carga de presión es la de colapso.

II.3.4.1. Cargas axiales

Las cargas axiales que se presentan en una sarta que se va a correr en el interior de un pozo, se generan por los siguientes factores:

- Peso de la sarta (+)
- Flotación (-)
- Flexión (+-)
- Fricción (+-)
- Choque (+)
- Efectos axiales (+-)

En el anexo B se presentan las formulaciones matemáticas para calcular cada una de las cargas axiales referidas. Un comportamiento típico de las cargas axiales vs profundidad se muestra en la **Figura 2.26**. Se observan los diferentes escenarios (líneas de carga) de acuerdo al evento que toma lugar al cuantificar la magnitud de la carga.

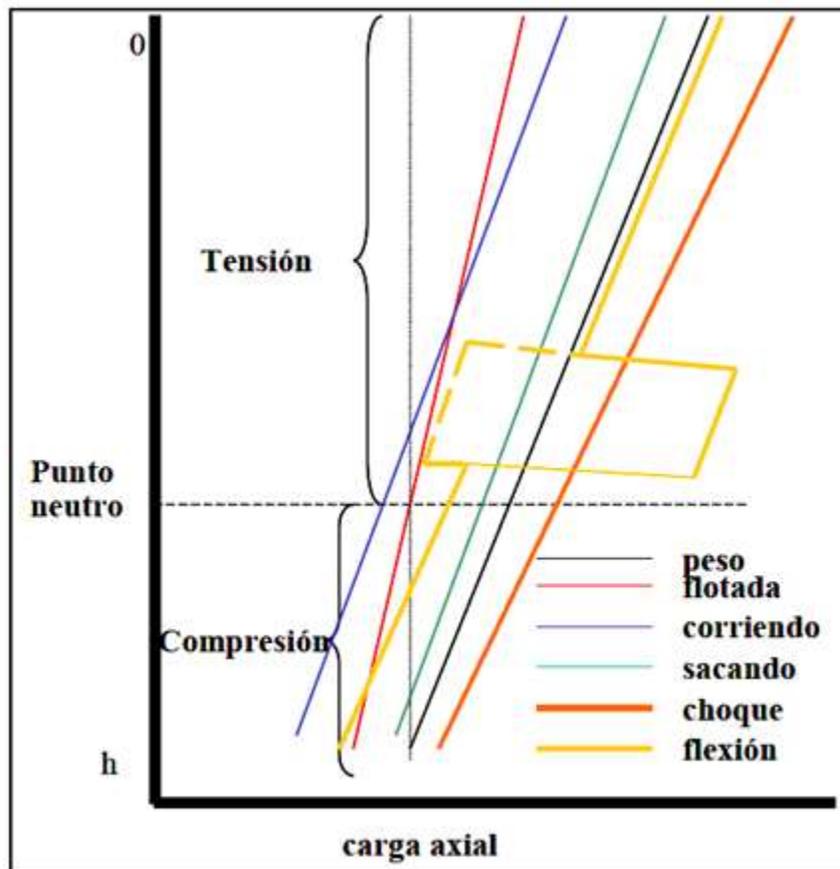


Figura 2.26. Distribución de cargas axiales

Cada uno de los factores referidos aporta una magnitud de carga axial, que puede ser positiva o negativa, dependiendo del factor y del evento que toma lugar. Los signos mostrados en la relación de factores significan el efecto que generan al cuantificar la carga. Por convencionalismo, el signo positivo produce cargas de tensión, mientras que el signo negativo significa cargas compresivas.

Los principales escenarios de carga axial que experimenta la sarta de prueba y que se generan durante el desarrollo de la prueba son:

- En la corrida de la sarta
- Al anclar empacador
- Al fluir pozo
- Trabajando la sarta (jalar/soltar peso).

II.3.4.2. Cargas de presión

Las cargas por presión que se presentan en las tuberías son generadas por efecto de la hidrostática de los fluidos, que actúan tanto en el interior como por el exterior del cuerpo del tubo. Además, se manifiestan diferentes cargas de presión por efecto de la dinámica del flujo de fluidos durante las diferentes operaciones realizadas al perforar y terminar un pozo.

Al realizar una prueba DST y durante todo su desarrollo, la sarta experimenta una condición crítica al momento de colocarla en el fondo, generando una presión diferencial entre la presión generada en el exterior del cuerpo del tubo y la presión en el interior de la sarta, que intentará colapsar a la tubería.

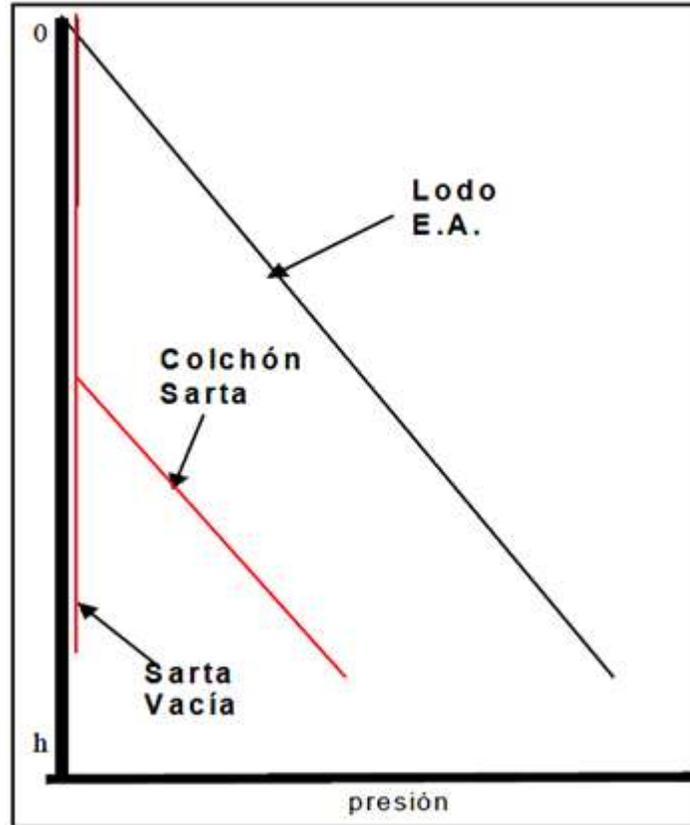


Figura 2.27. Comportamiento de presión aplicada en la sarta de prueba

En este escenario de carga, la presión exterior actuante es la carga hidrostática del fluido contenido en el espacio anular, generalmente el lodo utilizado en la perforación. Mientras que el interior se encuentra a la presión atmosférica, en el caso de no incorporar un fluido como colchón de protección. La **Figura 2.27** muestra el comportamiento de los perfiles de presión actuantes.

II.4. Desempeño mecánico

Teniendo los conceptos de carga y capacidad de resistencia se puede contar con los elementos necesarios para determinar el desempeño mecánico de los tubulares. Es decir obtener cualitativa o cuantitativamente la relación resistencia a carga en toda la longitud de la sarta cuando está expuesta a cargas durante el desarrollo de la prueba DST.

La forma de establecer los límites de desempeño mecánico deseado de las sartas, tanto en la modalidad de diseño como en el análisis, se puede comprender mediante el uso de los denominados factores de seguridad o factores de diseño, que representan una medida de la magnitud de la relación resistencia a carga, que se establece por política o por alguna decisión técnica, que garantice un margen de seguridad durante los trabajos con la sarta en las operaciones realizadas en el pozo. Los factores de diseño se definen y fijan para cada una de las condiciones de falla que se pueden presentar al trabajar con las sartas, tales como:

- Factor de diseño a la tensión (Fdt)
- Factor de diseño al colapso (Fdc)
- Factor de diseño al estallamiento (Fde)
- Factor de diseño triaxial (Fdtx)

La magnitud de cada uno de ellos se puede establecer tanto para el cuerpo del tubo como para la conexión. La **Tabla 2.3** presenta el rango de valores más utilizados para estos factores.

Tabla 2.3. Factores de Diseño

Falla	Cuerpo del Tubo	Conexión
Colapso	1.0 – 1.3	1.0 – 1.3
Estallamiento	1.0 – 1.25	1.0 – 1.3
Tensión	1.0 – 1.6	1.0 – 1.8
Triaxial	1.0 – 1.2	1.0 – 1.25

Los factores de diseño se pueden utilizar de dos maneras: 1) incrementando la magnitud de las cargas al multiplicarlas por el valor del factor de diseño, y 2) reduciendo la resistencia de las tuberías al dividirla por el factor de diseño. En ambos casos, se aplica para cada una de las condiciones de falla, pero sin utilizar

las dos condiciones En el modelo API se afectan las resistencias al colapso, estallamiento y tensión. Mientras que en el modelo de Von Mises (triaxial) se afecta la envolvente triaxial.

La medición del desempeño mecánico de los tubulares puede realizarse cualitativamente mediante la representación gráfica de su capacidad de resistencia y la superposición del comportamiento de las cargas.

De esta manera al quedar implícitos los factores de diseño en el comportamiento de la carga o envolvente de falla de tubería, se puede determinar de forma cualitativa si la tubería analizada soportará las diferentes cargas. Es importante recalcar que esta “medición” del desempeño mecánico es cualitativa, en virtud de no contar con algún valor que represente el trabajo que están desempeñando los tubulares. Es una simple comparación entre capacidad de resistencia y cargas impuestas.

II.4.1. Resistencia de los tubulares

Para poder determinar la resistencia de los tubulares y de esta manera conocer si puede o no fallar, se hace una comparación mediante la envolvente de falla por cada cambio en la especificación de los tubulares utilizados en la sarta de prueba. Es decir, si existen secciones dentro de la sarta con diferente grado, peso o diámetro, se debe construir o generar cada envolvente de falla, asignando la correspondiente carga, de acuerdo con la profundidad a la que esté colocada cada sección.

Una forma más precisa para medir el desempeño mecánico se puede realizar en forma cuantitativa de la siguiente manera:

1. Calcular para cada punto de profundidad la relación resistencia a carga, que en lo sucesivo se denominará factor de trabajo.

$$Ft(h) = \frac{\text{resistencia}(h)}{\text{carga}(h)}$$

2. Normalizar los factores de trabajo, dividiéndolos entre el factor de diseño.

$$Ftn(h) = Ft(h)/Fd$$

3. Realizar un gráfico para representar los factores de trabajo normalizados vs profundidad para cada una de las condiciones de falla. Es decir, calcular y graficar:

- Ftnc: factor de trabajo normalizado al colapso
- Ftne: factor de trabajo normalizado al estallamiento
- Ftnt: factor de trabajo normalizado a tensión
- Ftntx: factor de trabajo normalizado triaxial

Al normalizar los factores de trabajo se simplifica la representación gráfica y numérica de los mismos, por el hecho de que están referidos al factor de diseño utilizado, dando como resultado que el desempeño mecánico pueda medirse con los factores de trabajo normalizados, a condición de que éste sea mayor que la unidad. Es decir, la sarta es capaz de soportar las cargas y cumplir con los límites establecidos por el factor de diseño.

II.5. Metodología

Para realizar el diseño de la sarta de DST es necesario aplicar los conceptos de desempeño mecánico y de resistencia de tubulares. Para lo cual una técnica para seleccionar las características mecánicas que debe tener la sarta durante la prueba depende de que el diseñador cuente con toda la información disponible para la mejor selección de tubulares. Los datos siguientes sirven de guía para obtener el desempeño mecánico de los tubulares seleccionados:

- Trayectoria del pozo
- Densidad del lodo
- Intervalo(s) de interés
- Especificaciones de tubulares (tuberías de perforación o de producción)

También es necesario establecer la magnitud de los factores de seguridad, para así poder definir y evaluar los escenarios de cargas, debido a que durante la prueba DST, la sarta utilizada estará sujeta al vacío hasta la profundidad de colocación del empacador y es necesario considerar un margen de jalón para realizar trabajos con la sarta (incluso hasta considerar 50 a 60 toneladas por uso de martillo hidráulico).

Al igual que se debe considerar el cambio de cargas axiales por efectos de los cambios de presión durante la prueba, así como la factibilidad de utilizar un colchón de fluido para lograr aplicar el concepto de carga máxima para determinar el escenario de cargas que deben soportar las tuberías.

La siguiente metodología se propone para realizar el análisis mecánico de la sarta de prueba, para verificar que su desempeño sea eficiente al llevar a cabo la prueba. Esta revisión consiste básicamente en verificar la relación resistencia/carga $\geq F_d$, utilizando los tubulares que conforman la sarta y las cargas críticas que se esperan durante la prueba:

- 1) Integrar información del pozo
 - Trayectoria
 - Lodo
 - Intervalo de interés
 - Distribución de la sarta
 - Especificaciones de los tubulares que conforman la sarta (tuberías de perforación o de producción)
- 2) Definir condiciones para el análisis
- 3) Definir y evaluar escenarios de carga
- 4) Revisar el desempeño mecánico
- 5) Revisar por efectos corrosivos (NACE)
- 6) Elaborar reporte del análisis

TELEMETRÍA ACÚSTICA Y TIEMPO REAL

El desarrollo en aguas profundas demanda tener herramientas específicas para lograr mejores resultados. El equipo y la configuración de sarta de prueba que se puede tener en un pozo terrestre y uno costa afuera pueden ser distintas, véase la **Figura 3.1**, y sin embargo tener un fin común, que es el lograr obtener información de la formación del pozo.

La principal razón para tener diferencias en el armado de la sarta radica en lo complejo que es obtener información en pozos de aguas profundas. Las pruebas de formación que se toman en pozos con altos tirantes de agua se efectúan en agujero entubado, ya que es riesgoso tomar información en agujero descubierto ya que la formación puede no estar bien consolidada y esto ocasione el atrapamiento de la sarta de prueba o tener presiones y gastos que sean complicados de manejar y varios problemas operativos.

Es necesario considerar todas las opciones posibles para obtener una buena información e interpretación del pozo, al igual que obtener la información de forma eficiente y con el menor tiempo posible. Actualmente la toma de registros de producción es indispensable para tomar la decisión de terminar un pozo o seguir explorándolo, por ello tener la información lo más pronto posible al igual que de la forma más veraz es un reto en aguas profundas.

Debido a esto se están desarrollando nuevas técnicas para hacer pruebas de formación, que consisten en tomar información en tiempo real basado en la telemetría acústica, con la cual se pretende minimizar los costos de la prueba, así como observar el comportamiento del pozo y tener una respuesta más rápida en la toma de decisiones.

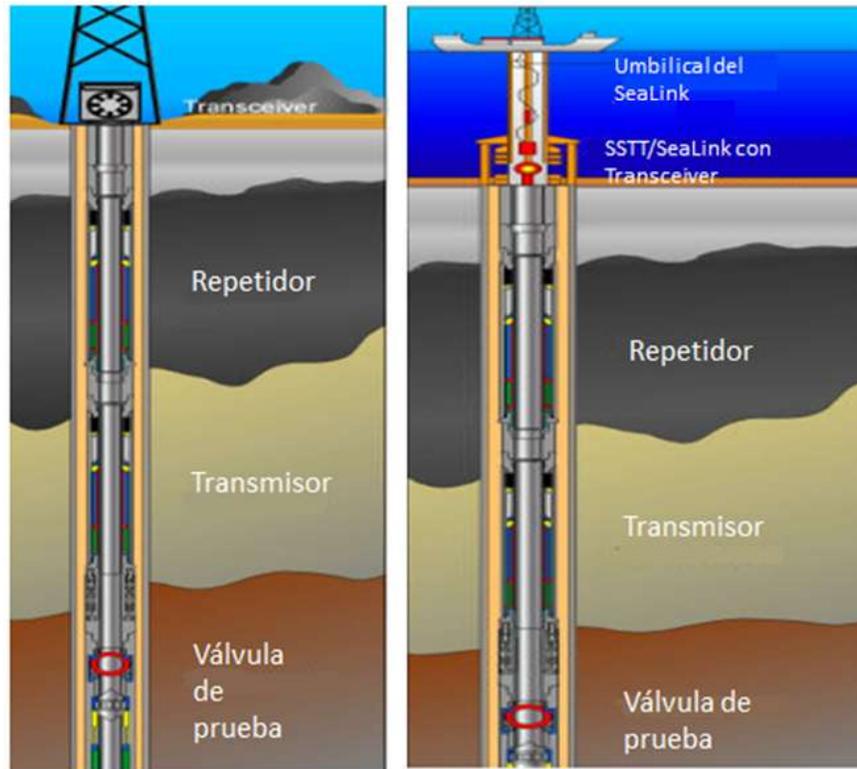


Figura 3.1. Configuración de sarta DST en tierra y costa afuera.

III.2. Tipos de lectura de datos

El Sistema Convencional de Medición de Presión llamado también “Sistema de Memoria” (**Figura 3.3**) es el arreglo de sarta típica de una prueba DST, esta puede ser para agujero descubierto o para agujero entubado. Esta consiste en bajar el aparejo de DST y realizar la prueba, con sus debidos tiempos para la adquisición total de datos, que pueden ser en promedio 30 a 35 días, al igual que también depende de si el pozo llevará un sistema artificial de producción, lo que alargaría la prueba más tiempo, otro factor que determina el tiempo de la prueba es la profundidad en la que se esté trabajando. Posterior a la toma de información el sistema de memoria la sarta se levanta y recoge en la superficie para su interpretación y análisis, lo cual conlleva valioso tiempo operativo.

Por lo que para minimizar los tiempos y costos operativos, se están desarrollando y probando nuevos métodos de adquisición de datos como lo es el Sistema de Telemetría Acústica, ya sea con Línea Eléctrica (**Figura 3.4**) o Inalámbrico (**Figura 3.2**).

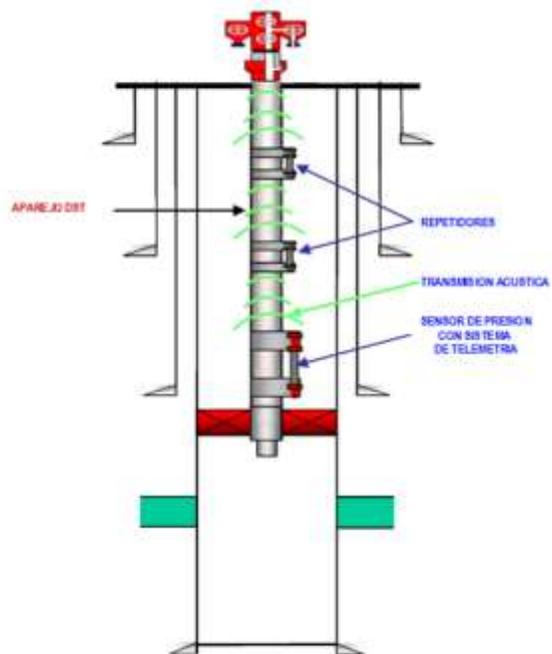


Figura 3.2. Sistema de Telemetría Acústica “Sistema Tiempo Real Inalámbrico”

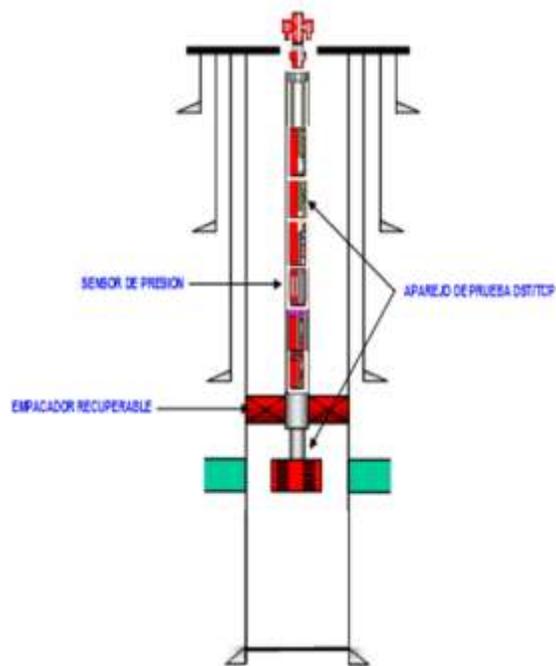


Figura 3.3. Sistema Convencional “Sistema de Memoria”

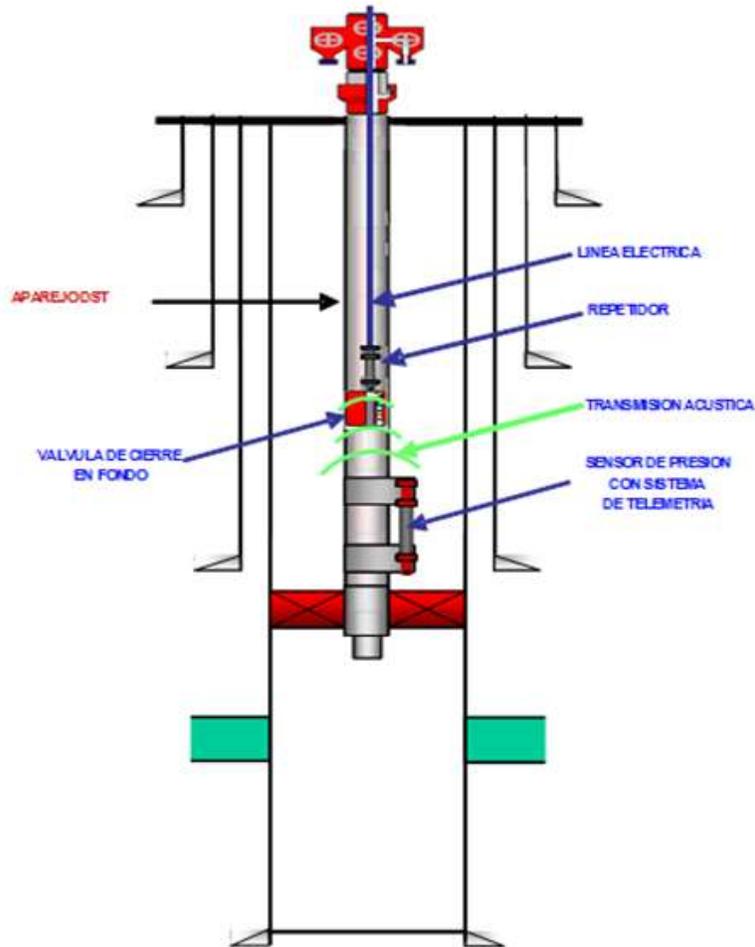


Figura 3.4. Sistema Tiempo Real Línea Eléctrica”

III.2.1. Sistema de Telemetría Acústica (ATS)

El ATS es un sistema acústico integrado de telemetría en tiempo real. Este sistema de adquisición de datos de fondo operado a batería proporciona una lectura en superficie en tiempo real (SRO; por sus siglas en inglés) durante evaluaciones de formación DST.

Se diferencia de los sistemas de SRO convencionales en que la transmisión de la información se efectúa a través de la pared de la tubería de producción o aparejo de prueba, vía energía acústica en vez de utilizar cable eléctrico y la información se transmite en tiempo real.

IV.2.1.1. Partes integrales de ATS

El Sistema ATS ha cambiado la configuración de una sarta convencional de DST para que se pueda adquirir la información de la formación a tiempo real, cabe mencionar que estas nuevas partes de integran a la sarta de prueba tienen como motivo minimizar los tiempos de recepción en tiempo real. Sin embargo se sigue utilizando un cable flejado, para poder llevar la información al piso de producción.

IV.2.1.2. Transmisor

El transmisor es la parte principal del Sistema de Telemetría Acústica, es el encargado de la recolección de los datos de presión y temperatura, consiste de tres transductores (sensores) de presión y temperatura y los controles de memoria para la recolección de los datos.

Es situado tan cerca como sea posible del yacimiento y usualmente es posicionado encima de la válvula de prueba. Los datos pueden ser transmitidos o recibidos por medio de una red inalámbrica (wireless) hasta una distancia un poco mayor a 6,000ft md (1,825m md). Cada controlador almacena un poco más de 440,000 grabaciones en la memoria, permitiendo gran flexibilidad durante las operaciones. La capacidad total de almacenamiento del transmisor es de 1.3 millones de datos grabados. La velocidad con que los datos son almacenados es independiente del monitoreo en tiempo real. El transmisor también funciona como receptor. Cuenta con un acelerómetro conectado al tubing que recoge la energía acústica del tubing. Comandos pueden ser recibidos desde la superficie a través de los repetidores o por medio de la sonda de red inalámbrica. Como un respaldo, un sensor de memoria dual se puede situar en el espacio del interruptor del porta transmisor.



Figura 3.5. Transmisor

IV.2.1.3. Repetidor

El repetidor se localiza entre el transmisor y el tranciver (localizado en la superficie). El repetidor se utiliza para interceptar y dirigir la transmisión acústica del transmisor hacia la superficie. Esto se requiere en profundidades que exceden los 6,000ft MD (1,825m MD), por medio de la utilización de los repetidores la onda acústica viajara a una mayor profundidad. La diferencia entre el repetidor y el transmisor es que el repetidor no contiene sensores o controladores, es una plataforma de comunicación acústica es decir no monitorea ni almacena datos de presión y temperatura.

El repetidor es una versión reducida de un transmisor. En el no existen sensores ni controladores, pero el modulo DSP (Procesador Digital de Señales, por sus siglas en ingles), la pila piezoeléctrica el suministro de ± 50 volt, y el acelerómetro son los mismos mecanismos que los del transmisor. Se utiliza un suministro diferente de los ± 50 volt es utilizado ya que no se cuenta con el suministro de los ± 50 volt de los controladores. El programa en el DSP es muy similar al del transmisor. Su función no es la de acumular los datos de los sensores, si no escuchar a través del acelerómetro.

Recibe el paquete de datos del transmisor y lo descifra en ceros y unos, comprobando la integridad del paquete comenzando con el encabezado como el inicio del paquete, también realiza la comprobación de qué errores durante la transmisión de los datos no hayan ocurrido al final del paquete; si encuentra cualquier error, éste será corregido, y también re-transmitirá el paquete hacia otro repetidor más arriba de él. Si el paquete de datos del transmisor no fue corregido en él, el repetidor realizará la corrección y enviará un mensaje de los ajustes

realizados. El repetidor puede recibir otros tipos de paquetes, estos pueden incluir comandos, enviar un barrido de calibración o algunos cambios en las variables de los repetidores, también envía los comandos desde la superficie hasta el transmisor. Normalmente el repetidor recibe un paquete de datos bueno e inmediatamente después transmite el paquete. Con una compresión normal esto toma entre 30 y 40 segundos para recibir el paquete y el mismo tiempo para transmitirlo. Si el repetidor recibe un paquete de comandos que son direccionados por el transmisor entonces enviara inmediatamente este paquete de comandos.



Figura 3.6. Repetidor

IV.2.1.4. Transceiver

La batería de operación transceiver, comunica los datos recolectados del yacimiento o una variedad de comandos e instrucciones a ambas direcciones.

Este mecanismo es la tercera parte del sistema de red inalámbrica para la lectura de datos en superficie. Éste contiene los mismos componentes que el repetidor, además de que tienen una interfaz para conectar el modulo DSP para el cable de fibra óptica, y una salida para producir la forma de la onda (waveform) en la interfaz del panel de superficie. La principal función del transceiver es recibir la información del repetidor o directamente del transmisor en pozos someros. Descifra los paquetes de datos, igual como lo realiza el repetidor observando el encabezado y el “checksum” para verificación. También, la computadora envía la información y los comandos al transceiver a través de esta vía. Además una pila pequeña piezoeléctrica se usa para que los paquetes de comandos sean enviados del transceiver al repetidor o al transmisor.

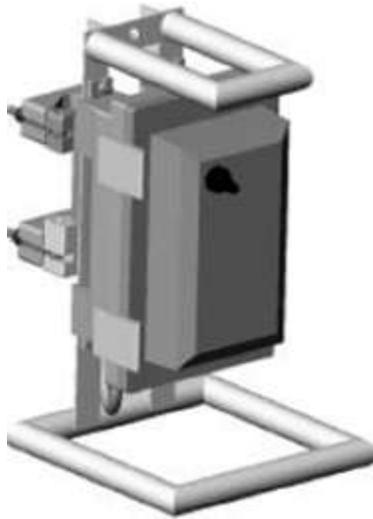


Figura 3.7. Transceiver

III.2.2. Funcionamiento del ATS

El ATS utiliza las ondas compresionales como principal medio de comunicación hacia los transceivers. En las ondas compresionales, las partículas del medio se desplazan en la misma dirección de la propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio, esta onda es la primera que se registra por ser más veloz. El módulo de transmisor del ATS transceiver consiste de varios discos de cerámica.

Estos discos tienen una propiedad única de deformación cuando algún voltaje eléctrico es aplicado a través de él. Por lo cual, se fabrican en material piezoeléctrico. La deformación es proporcional al voltaje aplicado y la deformación responde inmediatamente al ser sometido a un voltaje. El material piezoeléctrico es conectado a un driver electrónico. Cuando el driver electrónico aplica un cambio rápido de voltaje a través del disco piezoeléctrico, se genera la deformación del disco se genera así como también la del tubing. La deformación rápida viaja por el tubing.

Las ondas acústicas que viajan a través de la tubería son recogidas por los acelerómetros junto con los ATS transceivers. Los acelerómetros también

consisten en discos de cerámica piezoeléctricos. Estos discos trabajan de manera opuesta que los utilizados en el transmisor; los discos generan un voltaje cuando están sometidos a deformaciones rápidas. Cuando las ondas acústicas alcanzan el acelerómetro, este mecanismo comienza a vibrar rápidamente y genera señales eléctricas proporcionales a las vibraciones. Estas señales eléctricas son alimentadas por la electrónica empleada por los receptores para su posterior procesamiento.

La sección transversal entre el tubing y el tubing collar cambia considerablemente^{xxx}. En promedio los tubing collars son 1" mayor en OD a la tubería de producción. Por lo cual los collars representan una dureza mucho mayor comparado con el tubing. En términos acústicos la dureza se refiere a la impedancia acústica. Cuando las ondas acústicas viajan desde el tubing de baja impedancia acústica a los collars de alta impedancia, parte de la energía acústica pasa a los collars y la energía remanente se refleja de regreso. La energía que es reflejada de regreso a lo largo del tubing viaja una distancia corta, donde encuentra otro collar. Y este proceso se repite una y otra vez (**Figura 3.8**).

El transmisor es el mecanismo encargado de la recolección de los datos del sistema. Los datos de presión y temperatura se miden en los sensores y se almacenan en los controladores. Existen tres pares de sensores y controladores cada uno recolecta los datos de presión y temperatura. Los datos pueden ser almacenados en intervalos de tiempo de hasta un segundo.

La fuente de poder es una batería de litio que tiene un voltaje de 14.36 volts (sin carga) y puede suministrar hasta 200 mili amperes. Estas baterías se pueden conectar en paralelo para incrementar el tiempo de vida del transmisor. Una batería de litio opera por 10 días continuamente y dos baterías pueden operar por 20 días.

Los componentes electrónicos del módulo Procesador de Señales Digitales cuentan con una pila piezoeléctrica que suministra ± 50 volts, tres controladores y tres sensores. Este módulo puede aceptar la entrada de un acelerómetro y

comunicarse con varios mecanismos, estos mecanismos incluyen los controladores, las pilas piezoeléctricas y la computadora en la superficie.

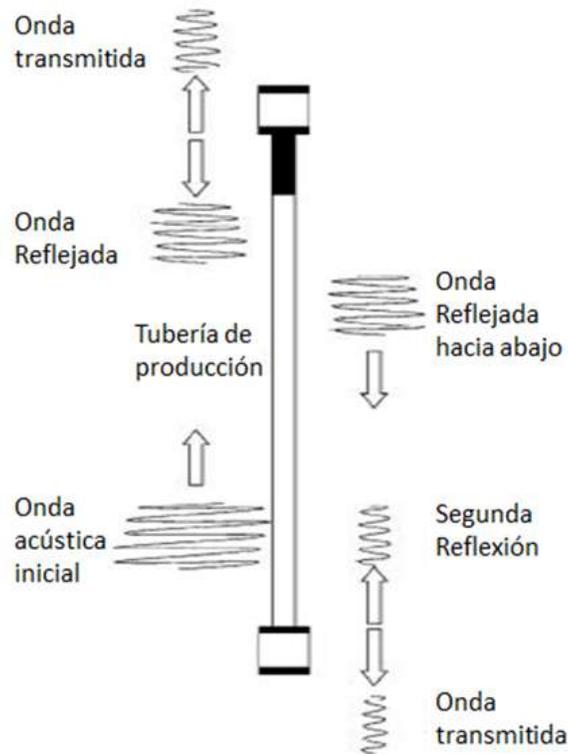


Figura 3.8. Funcionamiento del Sistema ATS

La configuración normal para tener el módulo de lectura es un controlador cada 10 segundos y generara un paquete de datos cada dos minutos. Los datos se comprimen y los drivers envían frecuencias relacionadas a los bits en el paquete llamados “paquetes de datos”. Los paquetes son un conjunto de caracteres lógicos “ceros” y “unos”, cada paquete lógico de datos viaja en frecuencias diferentes ya sea “on time” u “off time”. Las frecuencias se programan con un “on time” o un “off time”, usualmente 20 milisegundos en “on” y 130 milisegundos en “off”.

El “off time” es necesario por la vibración (repique) de la onda acústica en el tubing. Una frecuencia se sitúa para un estado “cero” de un bit y una segunda frecuencia se sitúa para un estado “uno” de un bit. Este esquema se denomina “Pulsed Frequency Shift Keying”. El paquete se inicializa con un encabezado de 15 bit que es la clave (llave) para que cualquier mecanismo escuche el paquete de

datos. Al final del paquete un “checksum”, que es un sistema encargado de verificar si fueron generados errores durante la transmisión o durante el almacenamiento de los paquetes de datos.

El transmisor también escucha la energía acústica del acelerómetro. Esto se puede realizar mientras la batería piezoeléctrica no se ha disparado (is not firing). Durante este tiempo, pueden ser recibidos los comandos de los paquetes de estructura similar a la de los paquetes de datos.

Estos paquetes pueden instruir al transmisor para enviar paquetes alternos de datos. En la superficie el transmisor se puede conectar a través de un cable a la computadora. Esta acción permitirá la programación de las variables como las operaciones de transmisión, la programación de los controladores o la descarga de los datos de los controladores.

Las múltiples reflexiones en varias juntas cuando se suman todas estas en la longitud total del tubing presentan un problema considerable en la operación del ATS. La tendencia de reflexiones múltiples interfiere con la señal original.

III.2.3. Modo con Cable Eléctrico

Este sistema de adquisición de datos en modo con Cable Eléctrico se tiene el sensor dual por debajo de la válvula de cierre en fondo.

Durante los periodos de incremento (build up) o cualquier cierre que se requiera, se baja cable eléctrico con un repetidor e interfaz (wireline) hasta una ubicación cercana al sensor o sobre la bola de la herramienta de cierre en fondo, en el caso de cierre en fondo, con el fin de monitorear en tiempo real en superficie los datos de presión y temperatura de fondo así como recuperar los datos (históricos) previos al inicio de la comunicación repetidor-sensor.

Al ocupar esta tecnología durante las pruebas DST se puede obtener:

- Monitorear a tiempo real con la finalidad de validar el funcionamiento de las herramientas de pruebas así como detectar anomalías que pudieran estar influyendo durante las operaciones y que lleve a tiempos de equipos improductivos.
- Mejorar la toma de decisiones en tiempo real, reduciendo considerablemente los costos de operación durante las pruebas DST.
- Optimización de los tiempos de los periodos de evaluación con la finalidad de obtener información de yacimiento de alta calidad que ayude a la mejor caracterización dinámica-estática del mismo y cumplir de esta manera los objetivos estratégicos de yacimiento.

Se pueden colocar dos sensores duales con sistema de telemetría acústica avanzada en un portaregistrador adicional.

Estos dos sensores estarán almacenando en sus memorias la información de toda la prueba al igual que los sensores convencionales pero con la diferencia que estos estarán en comunicación bidireccional con el repetidor que se estaría bajando durante los cierres del pozo.

III.2.4. Procedimiento Operativo

Los pasos siguientes dictan la manera en la cual se debe hacer una intervención con ATS.

1. Armar aparejo de prueba DST de acuerdo al diagrama de aparejo propuesto.
 - La válvula de cierre en fondo bajará en posición abierta.
 - Calibrar la tubería con un conejo de menor diámetro externo.
 - Inicializar el transmisor del Sistema ATS en piso de perforación al armar aparejo.

2. Realizar ajuste de sellos Multi-V y conectar cabezal de prueba realizando operación de ajuste final, asegurando tener longitud suficiente para instalar Transceiver (1.20 m como mínimo).
3. Realizar prueba de comunicación del Sistema ATS para verificar frecuencias.
4. Si la comunicación presenta problemas se bajará herramienta con equipo de wireline para recalibración del Sistema ATS Verificando comunicación.
5. Cerrar preventor y probar hermeticidad de sellos del empacador con la presión recomendada por especialista durante 15 minutos y desfogar a 0 psi observado retorno en las cajas de la unidad de lata presión.
6. Instalar líneas de control superficial y verificar flujos hacia quemadores
7. Operar válvula de fondo presurizando espacio anular con la BOMBA DEL EQUIPO (+/- 1100 psi), en un periodo de tiempo de 20 min. Esto para verificar cierre de la bola.
8. Descargar la presión del espacio anular a cero de manera rápida.
9. Efectuar simulacro de disparo represionando la T.P. a intervalos de 1,000 psi hasta la presión de disparo indicada por el responsable de TCP. Mantener presión por 2 minutos y desfogar a 500 psi.
10. Probar el aparejo de prueba represionando la T.P. a intervalos de 1,000 psi hasta probar el sistema, dejar 500 psi de testigo
11. Represionar el espacio anular para abrir válvula de fondo. Al momento de la apertura, la presión testigo en la T.P. deberá mostrar algún cambio, indicando que la bola está abierta.
12. Aplicar la técnica de disparo (lanzamiento de Barra o por Presión)
13. Observar pozo y monitoreo de presión y temperatura de fondo.

III.3. Telemetría Acústica Avanzada

Este sistema trabaja enviando información a través de las paredes de la tubería. Se tiene una comunicación bidireccional, esto quiere decir que los comandos se

pueden enviar desde la superficie hasta la ubicación del sensor así como también se envían los datos de presión y temperatura de fondo hacia la superficie. En el futuro se tendrán mecanismos que permitan enviar comandos desde la superficie a las herramientas de fondo, y así tener un mejor control de las operaciones que se estén realizando. Será capaz de desarrollar trabajos utilizando la línea de acero para enviar los comandos a las herramientas de fondo.

El corazón del sistema está localizado en la sección de cerámica piezoeléctrica que tienen todos los componentes de los transmisores y receptores. Se puede obtener la información a través de las paredes de los tubulares en la superficie o por medio de utilizar la línea de acero.

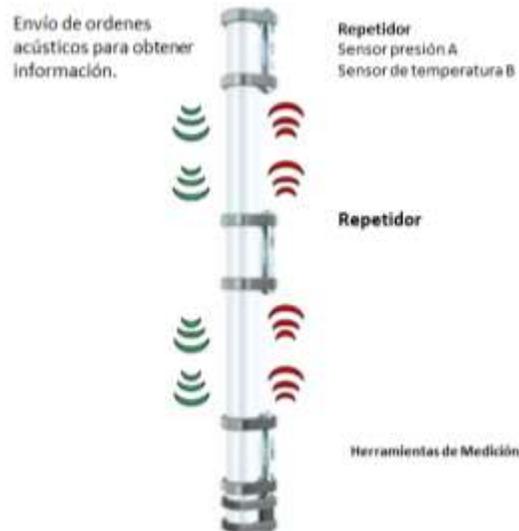


Figura 3.9. Funcionamiento del Sistema de Telemetría Acústica Avanzada

Sin utilizar la línea de acero se debe de contar con repetidores cada 2000ft hasta que la señal sea registrada en la superficie, una de las ventajas es que estos sensores pueden situarse por debajo de la válvula de cierre de fondo, con lo cual es posible utilizar porta sensores, y durante los periodos de cierre se puede correr la línea de acero para comprobar el cierre de la válvula de fondo así como también utilizarla para recuperar los datos en tiempo real en superficie.

Con esta nueva plataforma se pueden monitorear diferentes operaciones aparte de la prueba DST, como son:

- Control de arenas (GP)
- Adquisición de datos durante operaciones de fractura
- Coil Tubing

Se han hecho trabajos con el departamento de estimulaciones para monitorear presiones y temperaturas acústicamente en tiempo real mientras se está llevando a cabo un gravel pack o una operación de fractura.

Dentro del Sistema de Telemetría Avanzada, se cuenta todavía con dos modelos: los cuales son el modelo con cable eléctrico y el modelo sin cable (wireless).

III.3.2. Equipo utilizado

El equipo en comparación con las demás sargas ATS es menor, ya que cuenta con menos componentes básicos que se integran a la sarga convencional. Varios de estos son iguales a los utilizados en el ATS.

- **Repetidor.** Es el principal componente del sistema, ya que es el responsable de la comunicación acústica. Su elemento piezoeléctrico actúa como una bocina en la herramienta, mientras que el receiver lo hace como un micrófono en la herramienta. Toma la información digital de los datos de presión y temperatura del registrador y lo envía a través de la tubería acústicamente.

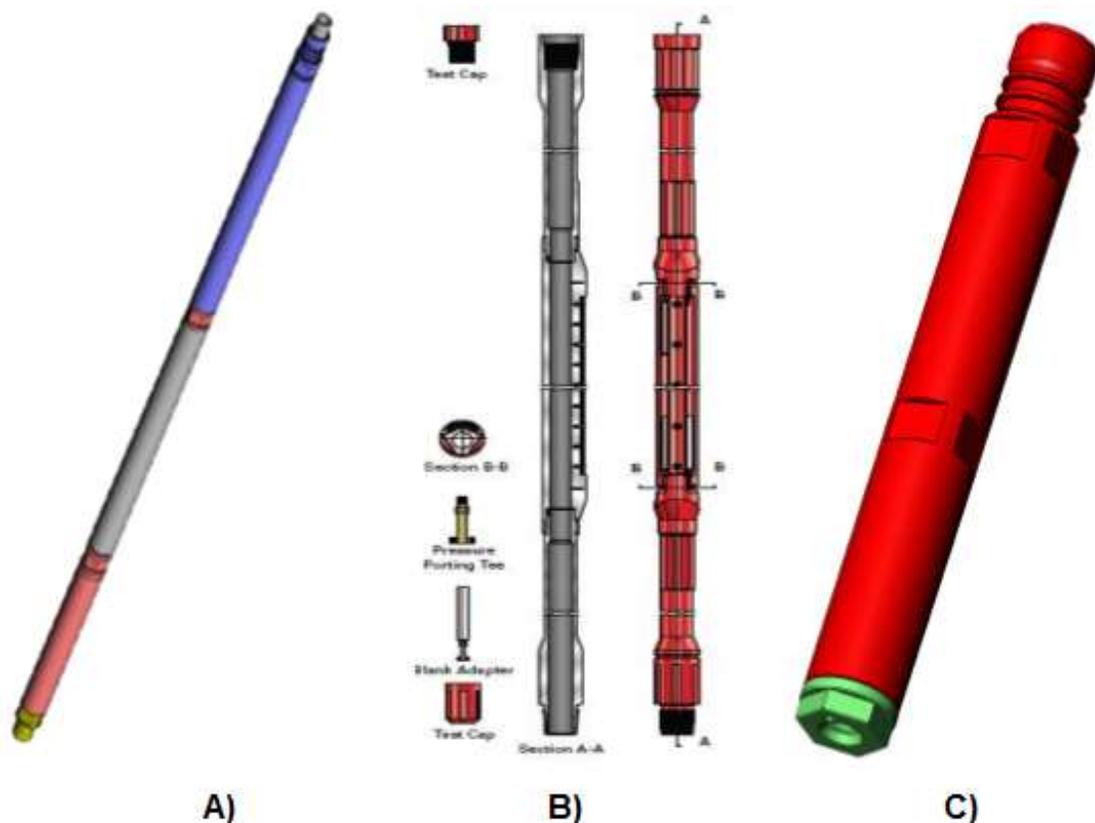


Figura 3.10. A) Repetidor, B) Registrador de Cuarzo C) Portaregistrador

- **Registrador de Cuarzo:** el registrador de cuarzo es una herramienta electrónica la cual en su memoria posee capacidad de almacenamiento de datos de presión y temperatura. También se puede conectar a una tecnología de envío de información acústica de presión y temperatura (repetidor) usando como vía de transporte la propia tubería.
- **Portaregistrador:** el portaregistrador es una herramienta en la cual es posible introducir los sensores de presión y temperatura junto con el mecanismo de transmisión acústica.
Aísla los sensores del espacio externo y es posible darle comunicación selectiva al sensor al interior de la tubería o al espacio anular.
- **Sensor Dual.** Es el responsable de la adquisición de datos de presión y temperatura, sus dos sensores de cuarzo son independiente entre ellos, además de tener gran flexibilidad en el puerto de presión (Anular y TP).

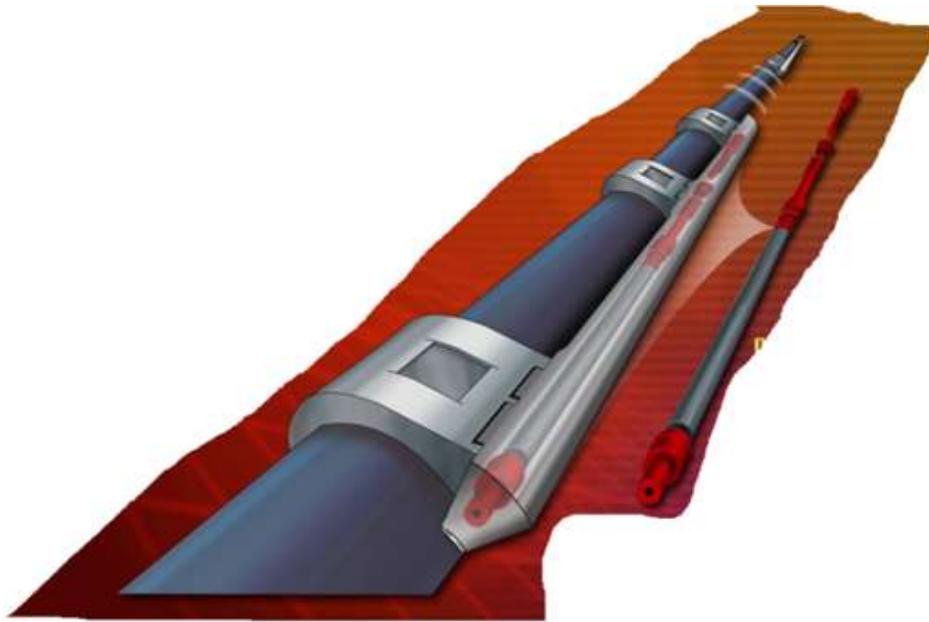


Figura 3.11. Sensor Dual

- Batería de Litio
- Interfaz de Fondo Wireline
- Kit Superficial Inalámbrico
- Caja Interfaz Superficial
- Software de Aplicación



Figura 3.12. Equipo de Telemetría Acústica Avanzada

III.3.3. Configuración de la Sarta de Telemetría Acústica Avanzada

El aparejo DST estará equipado con dos sistemas de trabajos en los sensores de telemetría acústica avanzada en cinco puntos de monitoreo en tiempo real. El primero se coloca por debajo de la válvula de cierre en fondo a 3,828 metros, el segundo punto de monitoreo espacio anular a la profundidad de 3806 metros, el tercer punto de monitoreo a 2532 metros, cuarto punto de monitoreo a 2170 metros y quinto punto de monitoreo 800 m, véase la **Figura 3.13** y la **Tabla 3.1**.

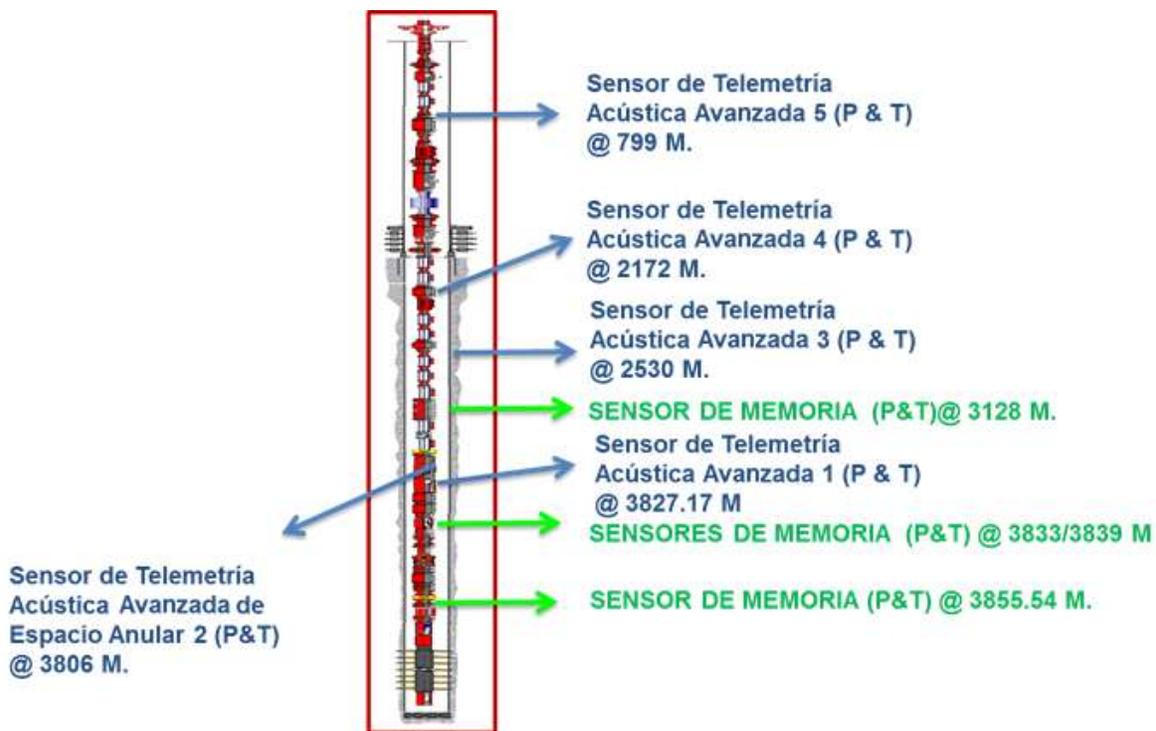


Figura 3.13. Propuesta de monitoreo en tiempo real

La principal razón para este tipo de configuración es para que haya comunicación acústica a través de 9 repetidores, transmisión de datos vía “wireline” del lecho marino a la superficie contando con 3 puntos de monitoreo por TP y uno por espacio anular. Por otro lado el trabajo del Sistema de Telemetría Acústica Avanzada a nivel risers está constituido por 4 repetidores y transmisión de datos a herramientas “wireless” en piso de perforación.

Tabla 3.1. Simulación de adquisición de datos

PROFUNDIDAD	TIPO DE SENSOR	Lectura de Presión	Frecuencia de Muestra [seg]	Intervalo de Muestra [seg]	Intervalo de Transmisión [min]	Intervalo de Comandos [hrs]
3827	SENSOR PRINCIPAL	TP	10	120	4	60
	SENSOR + BACK UP	TP	10	120	4	60
3806	SENSOR PRINCIPAL	EA	10	120	4	60
2530	SENSOR PRINCIPAL	TP	10	90	3	60
	SENSOR + BACK UP	TP	10	90	3	60
2172	SENSOR PRINCIPAL	TP	10	30	1.5	60
799	SENSOR PRINCIPAL	TP	10	90	3	60
	BACK UP	TP	10	90	3	60

Otro factor importante para la colocación del Sistema de Telemetría Acústica Avanzado es el tiempo de recepción y envío de datos a la superficie, éstos están definidos tanto por el tipo de sensor que se esté utilizando así como la profundidad en la que esté colocado, véase la **Tabla 3.2**.

Tabla 3.2. A) Tiempo de descarga de datos en tiempo real. B) Descarga de datos en tiempo real durante cierre de fondo. C) Descarga de datos en tiempo real de espacio anular (en caso de no poder operar herramientas DST)

Porta sensor de Telemetría Acústica Avanzada	Profundidad	Frecuencia de muestreo en superficie	Tiempo de recepción de paquetes
Sensor 2	2530	90 seg/ 3 min	3 min
Sensor 3	2172	30 seg/ 3 min	3 min
Sensor 4	799	90 seg/ 3 min	3min

A)

Porta sensor de Telemetría Acústica Avanzada	Profundidad	Frecuencia de muestreo en superficie	Tiempo de recepción de paquetes
Sensor 1	3827	120 seg/ 3 min	4 min
Sensor 2	2530	90 seg/ 3 min	4 min
Sensor 3	2172	30 seg/ 3 min	4min

B)

Porta sensor de Telemetría Acústica Avanzada	Profundidad	Frecuencia de muestreo en superficie	Tiempo de recepción de paquetes
Sensor Externo en la Tubería	3806	120 seg/ 3 min	4 min
Sensor 2	2530	90 seg/ 3 min	4 min
Sensor 3	2172	30 seg/ 3 min	4min

C)

III.4. Comparación entre ATS y Telemetría Acústica Avanzada

1. En la Telemetría Acústica Avanzada se tiene como opción adicional el uso de línea de acero para realizar el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo sin utilizar repetidores.
2. La cantidad de equipo utilizado en el Sistema de Telemetría Acústica Avanzada es menor que en el sistema ATS.
3. El tamaño es mucho menor en el Sistema de Telemetría Acústica Avanzada.
4. En el Sistema de Telemetría Acústica Avanzada se pueden utilizar porta sensores convencionales.
5. La versatilidad del Sistema de Telemetría Acústica Avanzada para ser utilizado en diferentes operaciones tales como:
 - Control de arenas (GP)
 - Adquisición de datos durante operaciones de fractura
 - Coil Tubing
 - Toma de gradientes y niveles de fluidos
 - Tubería Flexible
 - Control de Arenas (Gravel Pack)
6. En el DST la reducción de tiempo se logra:
 - Validación del disparo.
 - Identificación de pérdida de hermeticidad en el pozo
 - Toma de decisiones más rápida
 - Optimización para manejo de yacimientos
 - Mayor flexibilidad en acceso a datos durante condiciones dinámicas
 - Mayor calidad de la información obtenida

PROCESO DE TERMINACIÓN

Comprende los trabajos que se requieren realizar para acondicionar el pozo, definir el contenido de fluidos en uno o varios intervalos, seleccionados en una o en diferentes formaciones y colocar el aparejo adecuado para la conducción de los fluidos a la superficie, en forma segura y eficiente.

Este proceso operativo que se inicia después de que quede probada satisfactoriamente la efectividad de la cementación de la última tubería de revestimiento, se instale y prueben las conexiones superficiales satisfactoriamente; como fue el caso para este pozo-proyecto.

Así da comienzo la terminación el día 30 de abril de 2012, un día después de que concluyera la última actividad de perforación.

Existen varias formas de clasificar la terminación de un pozo. La terminación se puede catalogar como de desarrollo (permanente) y convencional (de pruebas). Frecuentemente, las terminaciones se dividen en terminaciones en el yacimiento (la conexión entre el yacimiento y el pozo), como se muestran en la **Figura 4.1**, y en la terminación superior (conducción de la terminación del yacimiento a las instalaciones superficiales).

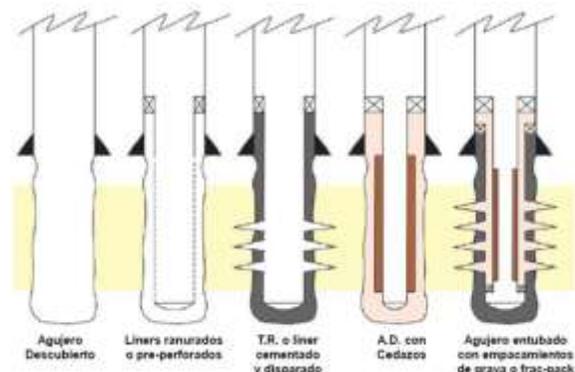


Figura 4.1. Métodos de terminación en el yacimiento

Para tomar la decisión del tipo de terminación que se utilizará en el pozo es necesario analizar varios puntos, como son:

- Trayectoria e inclinación del pozo.
- Agujero descubierto contra agujero entubado.
- Requerimientos de control de arena y tipo del mismo.
- Estimulación.
- Uno o múltiples intervalos.

Y para la terminación superior se considera:

- Sistemas artificiales de producción (requerimiento y tipo).
- Diámetro del aparejo.
- Aislamiento o no del aparejo (empacador o equivalente)

Para el caso particular de este proyecto, se optó por una terminación con aparejo DST-TCP, la cual consistió en introducir el aparejo de pruebas y disparar los intervalos de interés.

En el caso de un pozo exploratorio, la fecha de culminación de la terminación será que el pozo, a criterio y de acuerdo con Exploración, quede debidamente probado y definido el contenido de fluidos del nuevo(s) yacimiento(s), para su caracterización y//o cumplirse el programa aprobado.^{xxxi}

IV.1. Fase de planeación

Para el caso particular de este pozo-proyecto, se consideró disparar y evaluar como primer intervalo a 3997-4027/4034-4064 metros, para posteriormente asimilar este mismo y continuar con el segundo objetivo a una profundidad de 3845-3862 metros, para su disparo, evaluación y taponamiento.

1er Intervalo Mioceno Inferior

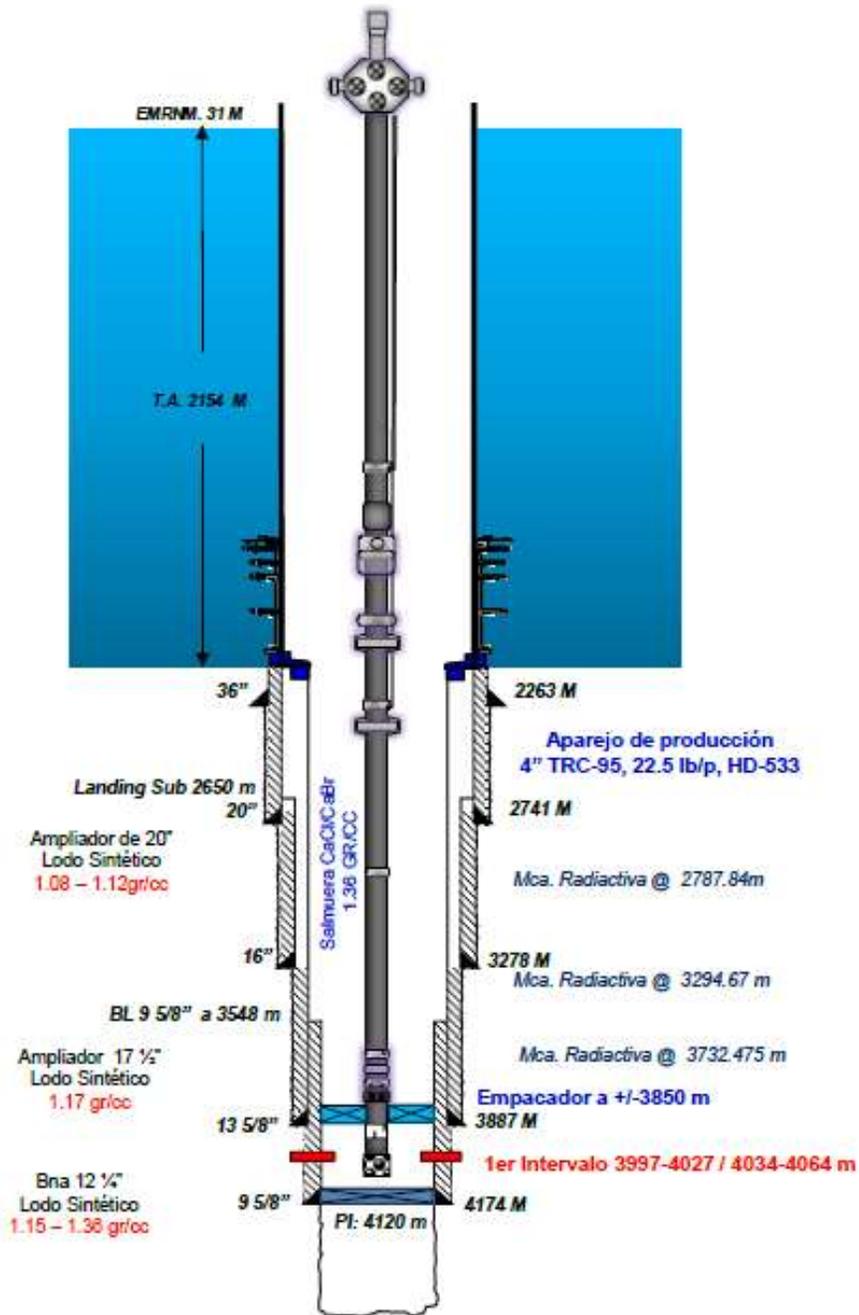


Figura 4.2. Estado mecánico programado

En la **Figura 4.2** se tiene el estado mecánico que se programó con la sarta DST-TCP utilizando el Sistema de Telemetría Acústica Avanzada para la toma de información del intervalo. La intención de ocupar este sistema es el de probar esta tecnología para minimizar los tiempos de operación ya que al ser capaz de

analizar y responder a la información de la prueba en tiempo real, se pueden direccionar las herramientas para recolectar más información cuando y donde sea necesario si se encuentran condiciones inesperadas.

La distribución de la sarta DST-TCP con Telemetría Acústica Avanzada está constituida principalmente con todas las herramientas ya mencionadas en los capítulos III y IV. En la **Tabla 4.1** se puede observar la configuración general propuesta para el primer intervalo.

Tabla 4.1. Configuración general de la sarta DST-TCP con el sistema de telemetría acústica integrada

Configuración general de la sarta de prueba con Sistema de Telemetría Acústica Avanzada
Cabeza de prueba 15,000 psi
Mandril de protección de líneas de control submarino RSM
Lubricador submarino de 10 ¾"
Níple de inyección de 11" 500 lts/hora con línea de inyección de ½"
Válvula retenedora de 10 ¾"
Madrina con acumuladores para operación del sistema electrohidráulico
Unidad de control del sistema electrohidráulico, presión de colapso 5,000 psi, temperatura – 20 a 60°C, con sensor de monitoreo en tiempo real.
Tubo pulido con repetidor de telemetría acústica avanzada afuera de la tubería con amplificador
Válvula submarina SSTT 15 K con puerto de inyección cerrado
RamLock
Tubo roscado
Bola colgadora 11" con ángulo de 30- 45 grados
Tubo roscado
Tubería 4" de 22.5 lb/ft, con repetidor telemetría acústica avanzada afuera de la tubería con amplificador
3 Porta sensores electrónicos de telemetría acústica avanzada y sensores eléctricos por TP

Tubería 4" de 22.5 lb/p, con repetidor de telemetría acústica avanzada afuera de la tubería
Niple de inyección 22.5 lb/ft con puerto de inyección de 2.75" ID, gasto Promedio 200 lt/hr a 400 metros abajo de la válvula SSTT
2 Porta sensores electrónicos de telemetría acústica avanzada y sensores eléctricos por TP
Tubería 4" de 22.5 lb/p, con repetidor de telemetría acústica avanzada afuera de la tubería
Junta de expansión (1 m cerrada)
Tubería 4" de 22.5 lb/p, con repetidor de telemetría acústica avanzada afuera de la tubería
1 Lastrabarrenas 4 3/4" de 43.55 lb/ft con repetidor de telemetría acústica avanzada afuera de la tubería
Válvula de control con una presión de operación=4,500 psi
Válvula de fondo; Nitrógeno= 4,378 psi y presión de operación = 1,100 psi.
Válvula de cierre en fondo P. estándar= 1,050 psi. P. de candado = 2,350 psi, Nitrógeno= 4,428 psi.
Porta sensores 1 electrónicos de telemetría acústica avanzada con sensores eléctricos por TP
Porta sensores electrónicos para presión por TP
Martillo hidráulico
Junta de seguridad Camisa de tensión 40,000lb
Empacador 9 5/8" de 53.5 lb/p y presión diferencial 10,000 psi
Marca radioactiva
Cabeza de disparo mecánica
Espaciador de pistola
Pistolas TCP 4 5/8 " 17 c/m fase 60 HMX
Espaciador
Pistolas TCP 4 5/8 " 17 c/m fase 60 HMX
Cabeza de Disparo Hidráulica

IV.2. Lavado de Pozos

Una de las operaciones importantes durante la etapa de terminación es el *lavado de pozo*, mediante la cual se evita la depositación de sólidos en el intervalo productor y, por consiguiente, la disminución de la permeabilidad de la misma.

El proceso de lavado de pozo tiene la finalidad de desplazar el lodo y remover los sólidos adheridos a las paredes de la tubería para eliminar partículas como barita, recortes, cemento y sedimento; esto, con el objeto de tener un fluido libre de contaminantes, y así evitar daño a la formación durante las operaciones de disparos, estimulación, y/o fracturamiento.

La operación de lavado de pozo consiste en desplazar el lodo de perforación empleado en la última etapa con un fluido de terminación libre de sólidos. Esto se realiza empleando baches de separadores, lavadores y viscosos, como se ilustra en la **Figura 4.3**. En la mayoría de los casos, el fluido de terminación se filtra para eliminar partículas contaminantes. Si la operación de lavado es ineficiente, los sólidos no removidos pueden taponar los poros y canales de la formación productora durante los disparos, causando una drástica reducción de la permeabilidad y con esto una disminución de la producción.

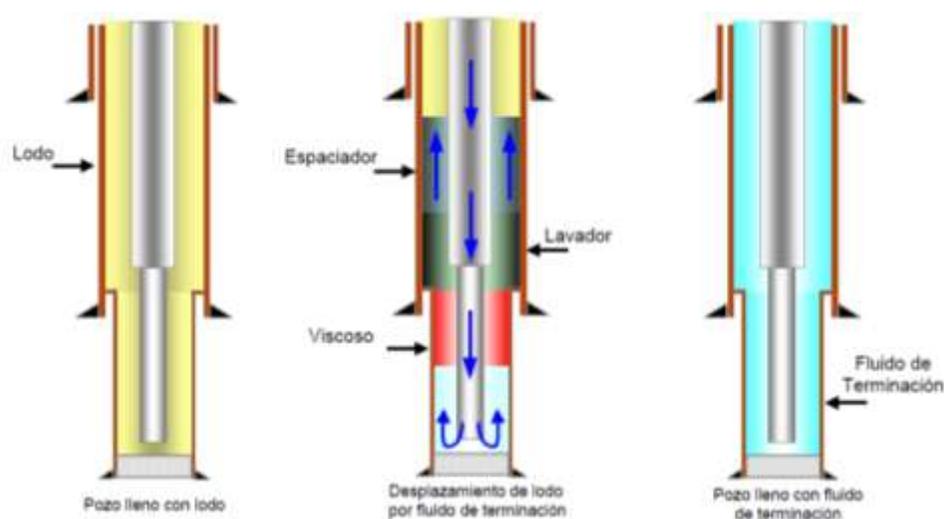


Figura 4.3. Lavado de pozo

Se utilizan diferentes accesorios en la sarta de lavado (cepillos, escariadores, tubería franca, tubo aguja o niple, etc.), además la cantidad, posición, tipo y volumen de los baches son muy diversos.

IV.2.1. Metodología de Diseño

Generalmente se consideran los parámetros siguientes para efectuar el diseño de lavado de pozo:

- a) Sarta de lavado.
- b) Tipos de baches.
- c) Máxima presión diferencial en el desplazamiento
- d) Ingeniería de fluidos.
 - Propiedades de los baches.
 - Velocidades anulares.
 - Régimen de flujo.
 - Eficiencia de transporte.
 - Gasto óptimo de desplazamiento.
- e) Nivel de turbidez (NTU)

IV.1.1.1. Sarta de lavado

Respecto a la sarta de lavado se recomienda utilizar la tubería de perforación, tubo o niple aguja en la parte inferior y escariadores en serie cuando existan dos diámetros de tubería de revestimiento, como se muestra en la **Figura 4.4**. La utilización de herramientas, como cepillos, difusores, escariadores rotatorios o algún otro elemento mecánico que pretende mejorar la eficiencia de la limpieza, deberá ser analizada antes de su introducción al pozo, con la finalidad de evaluar el riesgo y el beneficio esperado por el incremento de recursos a emplear.

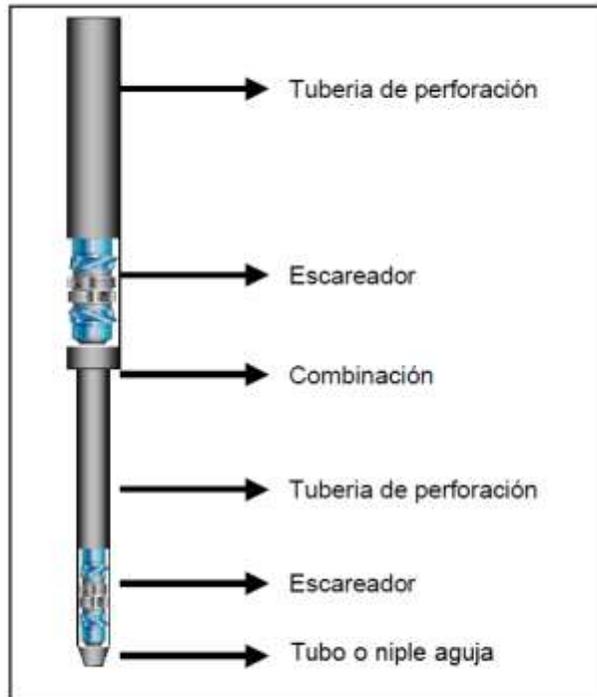


Figura 4.4. Sarta de lavado

En algunas ocasiones el lavado se realiza con molino, barrena o alguna herramienta soltadora. Esto es correcto siempre y cuando sea técnicamente factible y el objetivo del viaje no sea únicamente lavar el pozo, pues se evitaría un viaje adicional para el desplazamiento de lodo. Asimismo, en algunas áreas esta operación se ha hecho con el aparejo de producción, lo cual es conveniente siempre y cuando se considere lo anterior.

IV.1.1.2. Tipos de baches

Al analizar operaciones previas al lavado, se ha observado que no se requiere una gran variedad y cantidad de baches para ejecutar una operación rápida y exitosa de lavado, por lo que se sugiere emplear únicamente los siguientes tipos de fluidos:

- Fluido espaciador (agua o diesel)
- Fluido lavador.
- Fluido viscoso.
- Fluido de terminación.

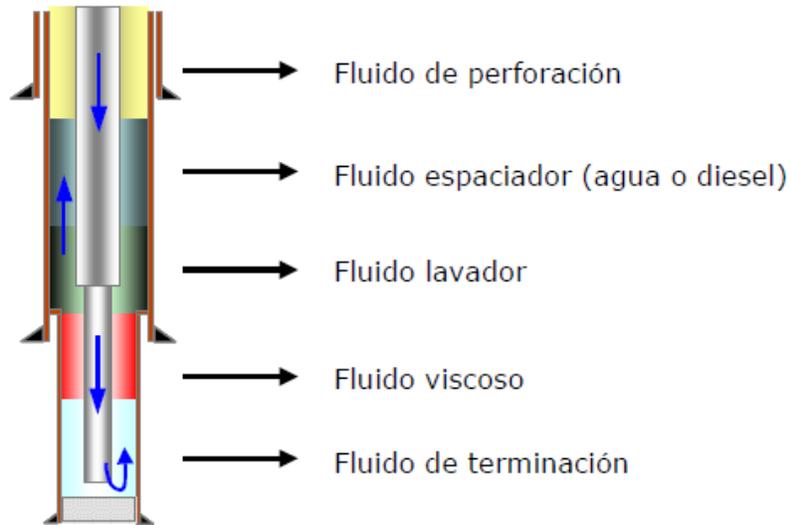


Figura 4.5. Configuración y posición de los baches

La función del bache espaciador es separar dos fluidos para evitar su contaminación; por lo tanto, éste debe proveer una distancia suficiente para mantener los fluidos alejados uno del otro. Debido a lo anterior, se recomiendan un volumen de bache espaciador equivalente a 500 m lineales en el espacio anular más amplio. Esto, siempre y cuando no altere el programa de líquidos en el equipo.

Para el cálculo del volumen los baches lavadores y viscosos se recomiendan los siguientes criterios:

1. Tener un volumen equivalente a 150 metros lineales en el espacio anular más amplio
2. Que haya un tiempo de contacto en un punto específico de la formación de 10 minutos en el espacio anular

IV.1.1.3. Máxima presión diferencial en el desplazamiento

Se requiere obtener la presión diferencial máxima con el objeto de determinar el equipo de bombeo a utilizar. Si la presión diferencial es mayor a la presión de trabajo de las bombas de lodo, se deberá emplear la unidad de alta presión, de lo contrario se deben emplear las bombas de lodo con el mayor diámetro de camisa posible. Esto, con la finalidad de alcanzar el mayor gasto de bombeo.

IV.1.1.4. Ingeniería de Fluidos

Al analizar los fluidos que realizan el lavado de un pozo, éstos han sido caracterizados para poder observar su comportamiento, con lo que se ha encontrado que los baches lavadores y viscosos, se comportan como un fluido newtoniano y como fluido no newtoniano respectivamente.

IV.1.1.4.1. Baches lavadores

Al considerar que el bache lavador se comporta como un fluido newtoniano, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte; por tanto, la viscosidad es constante.

Debido a que la energía del fluido en régimen turbulento remueve más fácilmente los sólidos adheridos en las paredes del revestimiento, un buen criterio es predecir las condiciones en las cuales inicial el fenómeno de turbulencia.

Para alcanzar el régimen de flujo turbulento se requiere alcanzar un número de Reynolds mayor a 2100; en otras palabras, éste sería el número de Reynolds crítico. Cuando ya se conoce este número, la geometría de flujo y las propiedades del fluido lavador, se calcula la velocidad mínima para alcanzar las condiciones de turbulencia. Posteriormente se puede determinar el gasto mínimo requerido durante la operación de desplazamiento del fluido lavador.

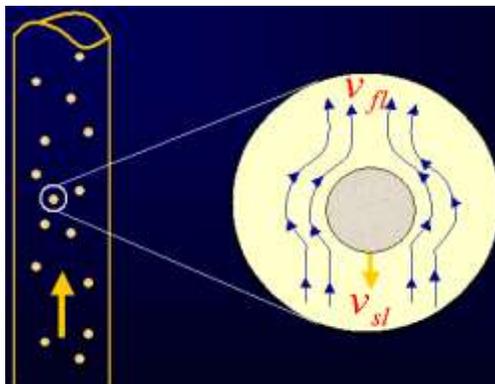


Figura 4.6. Comportamiento de las líneas de flujo sobre la partícula

Para saber si se está llevando a cabo una operación adecuada de desplazamiento, se calcula la eficiencia de transporte de los sólidos en el sistema, la cual es función de la velocidad de deslizamiento de la partícula y de la velocidad del fluido (**Figura 4.6**).

La eficiencia de transporte de los sólidos, es la pauta para saber si se está llevando a cabo una operación adecuada de desplazamiento, es por ello que la eficiencia es función de la velocidad de deslizamiento de la partícula y de la velocidad del fluido.

IV.1.1.4.2. Baches viscosos

A diferencia de los fluidos lavadores, los baches viscosos se comportan como fluidos no-newtonianos, los cuales se ajustan al modelo de la Ley de potencias. Este modelo de Ley de potencias requiere dos parámetros para su caracterización: el índice de comportamiento y el índice de consistencia. El primero se considera como una medida del grado de desviación de un fluido con comportamiento newtoniano; con un valor de uno, el fluido se comportará como un fluido Newtoniano. Por otra parte, el segundo parámetro es indicativo del grado de bombeabilidad o espesamiento del fluido. Estos índices se obtienen empleando las lecturas del viscosímetro rotacional “Fann-35”

En el modelo de la Ley de potencias se requiere calcular la viscosidad aparente para obtener el número de Reynolds. Ésta es función de los índices que caracterizan el fluido, así como de la geometría y la velocidad de flujo.

Para alcanzar condiciones de turbulencia, el número de Reynolds tiene que ser mayor que el número de Reynolds crítico, éste último es función del índice de comportamiento de flujo.

El flujo más apropiado de los baches viscosos es el turbulento. Esto se puede visualizar analizando la ecuación de eficiencia de transporte. La condición para alcanzar este escenario es tener un número de Reynolds mayor al crítico; por

tanto, después de obtener el índice de comportamiento es posible conocer el número de Reynolds crítico.

Una vez que se conoce el número de Reynolds crítico, se tienen dos ecuaciones con dos incógnitas, resolviendo éstas simultáneamente se puede calcular la velocidad crítica, la cual será la mínima requerida para alcanzar el régimen turbulento.

El procedimiento para determinar el gasto adecuado de lavado es el siguiente:

1. Determinar el índice de comportamiento de flujo. (n)
2. Calcular el índice de consistencia. (K)
3. Obtener el número de Reynolds. ($N_{Re\ c}$)
4. Determinar la velocidad crítica. (v_c)
5. Estimar el gasto mínimo adecuado de bombeo. (q_{min})

Debido a la alta viscosidad de los baches, es difícil alcanzar condiciones de turbulencia, por lo que se tienen que modificar las viscosidades a niveles donde se presente la mejor eficiencia de transporte.

El gasto mínimo para alcanzar las condiciones de turbulencia, son los fluidos con viscosidades de 50 segundos Marsh, fluyendo en condiciones de turbulencia, alcanzan una capacidad de transporte similar a un fluido de viscosidad de 250 segundos en régimen laminar. Por tanto, en la mayoría de los casos es más conveniente emplear un bache agua polímero de baja viscosidad en lugar de un bache de composición compleja muy viscoso.

IV.1.1.5. Nivel de turbidez

La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido, y se mide con un nefelómetro.

Un fluido limpio se define como el que no contiene partículas de diámetro mayor a dos micras y da un valor de turbidez no mayor a 30 NTU. Por lo tanto, se deberá filtrar únicamente hasta que se alcance un valor de 30 NTU.

Se recomienda realizar una gráfica de valores de filtrado con respecto al tiempo.

IV.3. Salmuera y Fluidos Empacadores

Los fluidos de terminación se diseñan para controlar la presión, facilitar las operaciones de molienda/limpieza y proteger a la formación productora, mientras se hacen los trabajos correspondientes.

La diferencia entre los fluidos de terminación y los fluidos empacadores, es que los primeros están frente del intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador permanece en el espacio anular durante la vida productiva del pozo, en algunos casos un mismo fluido cumple las dos funciones.

Los fluidos que se ocupan para operaciones en tierra y mar difieren por los requerimientos de temperatura y presión. Para tierra solo se considera un factor de corrección de temperatura y presión debida a que éstos son lineales respecto a la profundidad, es decir aumentan conforme el pozo sea más profundo. En aguas profundas la temperatura es baja en el lecho marino, mientras que en el fondo del pozo se tienen temperaturas elevadas, por lo cual se tiene que considerar la expansión o contracción de la salmuera, ya que da como resultado un cambio en su densidad.

Para la elaboración de fluidos en aguas profundas el factor temperatura juega un papel importante, es por ello que se diseñan para temperaturas en el orden de -10°C a 4°C, mientras que en tierra se tienen temperaturas mínimas de 28°C. Por lo tanto los fluidos utilizados en aguas profundas se diseñan para evitar su cristalización debido a las bajas temperaturas en el lecho marino.

La temperatura de cristalización actual de una salmuera clara es una temperatura a la cual un sólido empezará a precipitarse de la solución, si se da suficientemente

tiempo y condiciones de nucleación apropiada. El sólido puede ser sólido de sal o hielo de agua fresca.

Las salmueras de densidades altas como Cloruro de Calcio (Ca Cl_2), Bromuro de Calcio (Br_2Ca) y Bromuro de Zinc, son normalmente formuladas para evitar la cristalización. En un proceso de enfriamiento en una salmuera formada por una sal; al ir disminuyendo se formará el primer cristal a una temperatura determinada a esta temperatura se le llama temperatura de aparición del primer cristal (FCTA; por sus siglas en ingles); continuando este proceso y disminuyendo la temperatura se alcanza la temperatura absoluta de cristalización (TCT; por sus siglas en ingles) en la que la curva tiene una inflexión. Esto sucede debido a las condiciones termodinámicas de la cristalización, seguido de una región que sigue una tendencia ascendente; si después se calentara, entonces se tendrá un cambio de pendiente y ascenso continuo hasta donde el último cristal desaparece (LCTD; por sus siglas en ingles). Si el efecto de cristalización ocurre, el fluido pierde completamente sus propiedades.

Un factor más que es referencial para el diseño de fluidos en pozos de aguas profundas, es la presión, puesto que las columnas hidrostáticas son mayores por el tirante de agua y la profundidad de perforación, pero no solo soporta esa presión, si no la misma presión que va a estar ejerciendo el flujo del pozo por lo que se utilizan salmueras capaces de soportar la presión de cristalización con base en la temperatura (PCT; por sus siglas en ingles), para ello es necesario conocer las condiciones a las que el fluido se cristaliza (**Figura 4.7**).

Para el diseño de las salmueras que se usarán costa fuera para tirantes mayores a 1000 m, se tiene que considerar la inhibición de hidratos. A muy baja concentración de sal la inhibición es prácticamente nula e inhibe la formación de hidratos conforme aumenta su concentración, sin embargo si se sobresatura el fluido se corre el riesgo de cristalización en la salmuera y la generación de hidratos.

Para el pozo-proyecto se ocuparon fluidos de cloruro de calcio y bromuro de calcio con inhibidores de hidratos, diseñados para no cristalizarse.

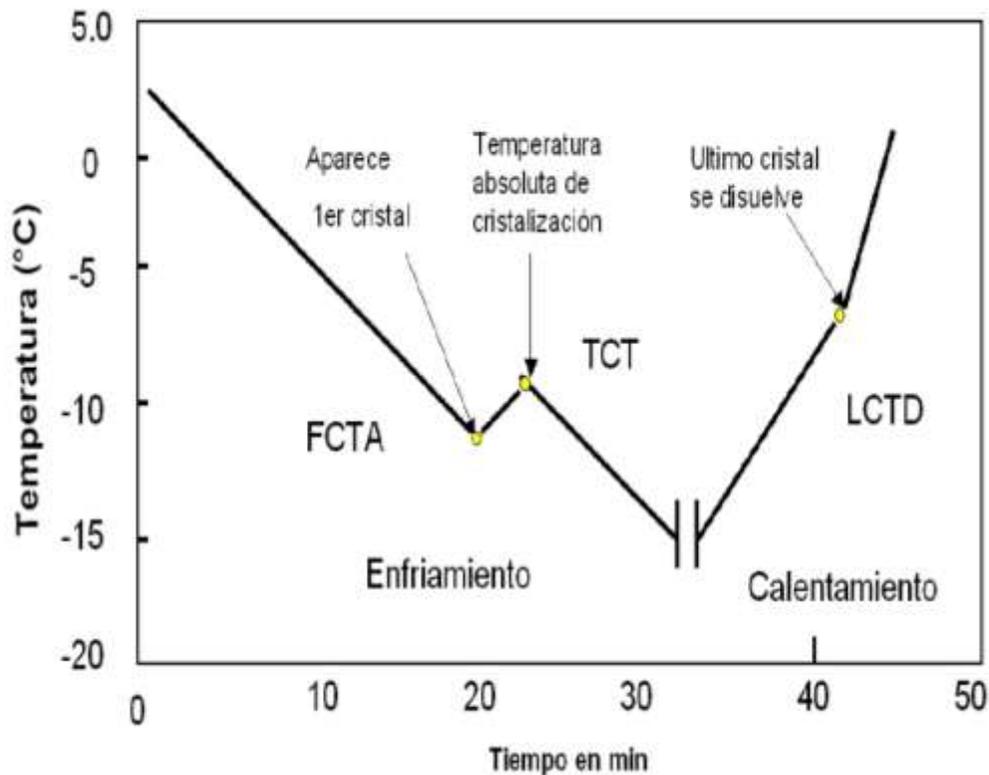


Figura 4.7. Curva de cristalización de salmueras

IV.4. Corrida para ajuste de Espaciamiento Submarino (Dummy Run)

El objetivo principal de esta práctica es verificar las distancias que existen entre los preventores una vez que la bola colgadora esté en su "nido" (posición), esto se logra haciendo un viaje de reconocimiento con la bola colgadora que se utilizará en la intervención del pozo y el aparejo de prueba.

Para hacer la verificación de las distancias, previamente se pintan los tramos de tubería que quedarán ubicados frente a los preventores, y una vez que la bola colgadora se aloja en el receptáculo, el preventor se activa para que deje una marca del RAM que se va a utilizar sobre el tubo pintado, posteriormente se saca a superficie el aparejo para que se verifiquen las medidas, y con éstas se hace el ajuste definitivo del equipo SubSea, cabe señalar que las lingadas o tubería que

se utilizó para realizar este viaje, se separa de las demás y cuando se realice el ajuste final se utilizaran para garantizar la ubicación adecuada de las válvulas SubSea.

Para el Dummy Run para el caso particular de este pozo, se consideró un arreglo como el que se ve en la **Tabla 4.2**. Con la cual está programada para hacer el viaje de reconocimiento, la cual está dividida en las combinaciones antes de la bola colgadora y después de ella.

Tabla 4.2. Configuración del Dummy Run

Cant.	DESCRIPCION	LONG	SUMA
16	Drill Collar 4 3/4" 43.6 lb/ft, Conexión 3 1/2" HD-533	149.53	149.53
1	Combinación P) 3 1/2 HD-533 x C) 4", HD-533, 22.5 lb/pie	0.40	149.93
1	Combinación P) 4", HD 533, 22.5 lb/pie x C)5-4 ACME	0.47	150.40
1	Tubo roscado con bola colgadora Ranurada de 11" P)5-4 ACME	1.78	1.78
1	Doble Caja 5-4 ACME	0.33	2.11
1	Combinación P)5-4 ACME x C)4 HD-533	0.47	2.58
3	Tramos de TP 4", HD-533, 22.5 lb/ft (Pintados de Blanco)	27.93	30.51
58	Lingadas de TP 4", HD-533, 22.5 lb/ft	2150.6	2178.5
		5	8

IV.5. Registros de Correlación

Generalmente se toma el resistivo para determinar el intervalo a disparar; debido a que la correlación en algunos casos resulta difícil de realizar por el tipo de respuesta que nos da el registro de Rayos Gamma (GR) y que se tienen dos TRs y el aparejo de producción, por lo que se toma como práctica colocar una o dos marcas radioactivas en la TR en el intervalo donde se va a disparar. Así cuando se toma el registro de agujero entubado para evaluación de la cementación CBL se correlaciona con el registro de agujero descubierto y en conjunto con las marcas

de TR se logra ajustar la profundidad del intervalo de interés y obtener una buena referencia cuando se va a realizar el disparo.

Se tiene que verificar que las marcas de los dos registros coincidan, si estos no coinciden se hace una afinación en el registro (off-set) hacía arriba o abajo para que estén a la misma profundidad.

IV.5.1. Registro CBL

Los Cement Bond Log o Registros de Adherencia de Cemento cubren la mayor parte del revestidor, sin embargo, la interpretación de estos registros no siempre revelan si existe o no comunicación entre revestidor y el yacimiento, creando una percepción de desconfianza. Determinar la confianza que puede ponerse en las interpretaciones de los registros de cemento es el objetivo de este equipo de trabajo.

La comunicación detrás del revestidor de los hidrocarburos por el espacio anular, debido a su importancia y ser un punto crítico para la administración del yacimiento en aislamiento de zonas entre formaciones que contienen aceite, se debe confirmar el aislamiento a partir de pruebas de comunicación física a partir de los CBLs. Solo se prueban las zonas cementadas en formaciones donde se planea producir. Los intervalos de yacimientos no planeados para producción no se prueban.^{xxxii}

IV.3.1.1. Herramientas de evaluación

Las herramientas de adherencia del cemento miden la adherencia entre el revestidor y el cemento colocado en el espacio anular entre el revestidor y el agujero. La medición se hace usando herramientas acústicas sónicas y ultrasónicas. En el caso de las herramientas sónicas, la medición usualmente se muestra en el registro de adherencia de cemento (CBL) en unidades de mili volts, la atenuación de decibeles, u ambos. La reducción de la lectura en mili volts o el

incremento de la atenuación de decibel es una indicación de una mejor calidad de adherencia del cemento detrás del revestidor a la pared del revestidor. Factores que afectan la calidad de la adherencia del cemento son:

- El diseño del trabajo del cemento y ejecución al igual que la eficiencia de remoción de lodo.
- Fuerza compresiva del cemento en el lugar
- Cambio de Temperatura y presión aplicadas al revestidor después de cementar

Y sus aplicaciones son:

- Evaluación de calidad del cemento
- Determinar zonas de aislamiento
- Localización de cima de cemento

IV.5.2 Registro en Agujero Descubierta

En la actualidad toda la producción de petróleo y gas se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento, generalmente areniscas, calizas o dolomitas. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere el volumen de la formación almacenadora de hidrocarburos. Para calcular las reservas totales y determinar si la reserva es comercial, es necesario conocer el espesor y el área del yacimiento para calcular su volumen.

Para evaluar la productividad del yacimiento, se requiere saber con qué facilidad puede fluir el líquido a través del sistema de poros. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es la permeabilidad. Los principales parámetros petrofísicos para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, área, permeabilidad, geometría, temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología que

desempeñan un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento.

IV.6. Disparos

Durante la etapa de la terminación de un pozo, el disparo permite establecer la comunicación de los fluidos entre la zona de interés y el pozo, debido a que un buen disparo dará la posibilidad de un flujo de hidrocarburos eficientes. El diseño de los disparos estará condicionado por el diámetro de la tubería de producción y por el diámetro externo de las pistolas lo que tendrá menor o mayor penetración en la formación de acuerdo a su diámetro.

IV.6.1. Tipos de disparos y explosivos

Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción pueden clasificarse en altos y bajos (**Tabla 4.3**).

Tabla 4.3. Tipos de explosivos

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Velocidad de reacción 330-1500 m/s	Velocidad de reacción > 1500 m/s
Sensibles al calor (iniciados por flama o chispa)	Iniciados por calor o percusión

Al igual que los explosivos utilizados, se tienen diversos tipos de disparos y su selección dependerá en gran medida de las condiciones del pozo en el que se vaya a emplear.

II.6.1.1. Disparos de Bala

Las pistolas de bala de 3 ½” de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², los disparos con la bala de 3 ¼” o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión menor a 2000 lb/pg².

II.6.1.2. Disparos a Chorro

Los disparos de chorro consisten en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa.. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

II.6.1.3. Pistolas Hidráulicas

Una acción cortante, se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg². La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente de fluido.

Las pistolas se disparan con nitrógeno en la tubería de revestimiento. El tiempo de retraso de la cabeza permite disparar las pistolas después de que el nitrógeno fluyó hacia abajo para lograr la presión bajo balance deseada. La válvula dual de circulación permite el desplazamiento de los fluidos de terminación para alcanzar

la correcta presión de bajo balance después de que se removió la presión del nitrógeno.^{xxxiii}

IV.6.3. Planeación y geometría de disparo

Al planear un trabajo de disparos se deben considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo.

Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son: densidad de cargas, penetración, fase y diámetro de agujero, éstos se conocen como factores geométricos. **Figura 4.8.**

4.8.

El estado mecánico del pozo determinará el diámetro máximo de las pistolas, la forma de conlleva las mismas hasta la formación productora, para este caso particular son sartas de prueba.

Las características de la formación

tales como; profundidad, litología, parámetros de formación (densidad, resistencia compresiva, esfuerzo efectivo, permeabilidad, porosidad, etc.) dan indicio del comportamiento de la pistola en el pozo.

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la relación de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos. Así mismo el patrón y las fases influyen en la penetración de los disparos (**Figura 4.9**).

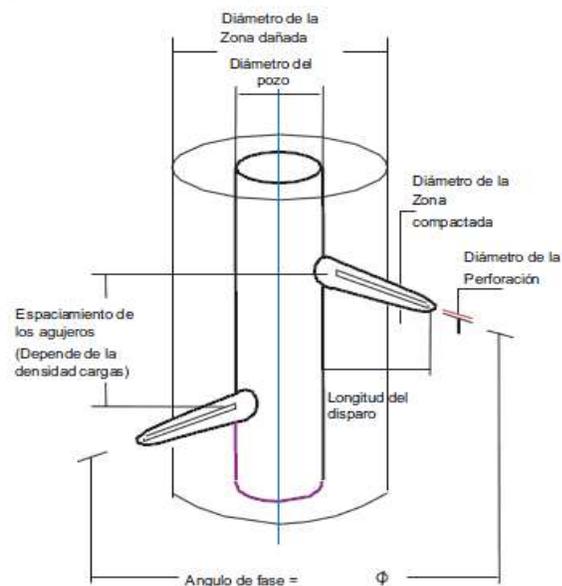


Figura 4.8. Factores geométricos del sistema de disparos

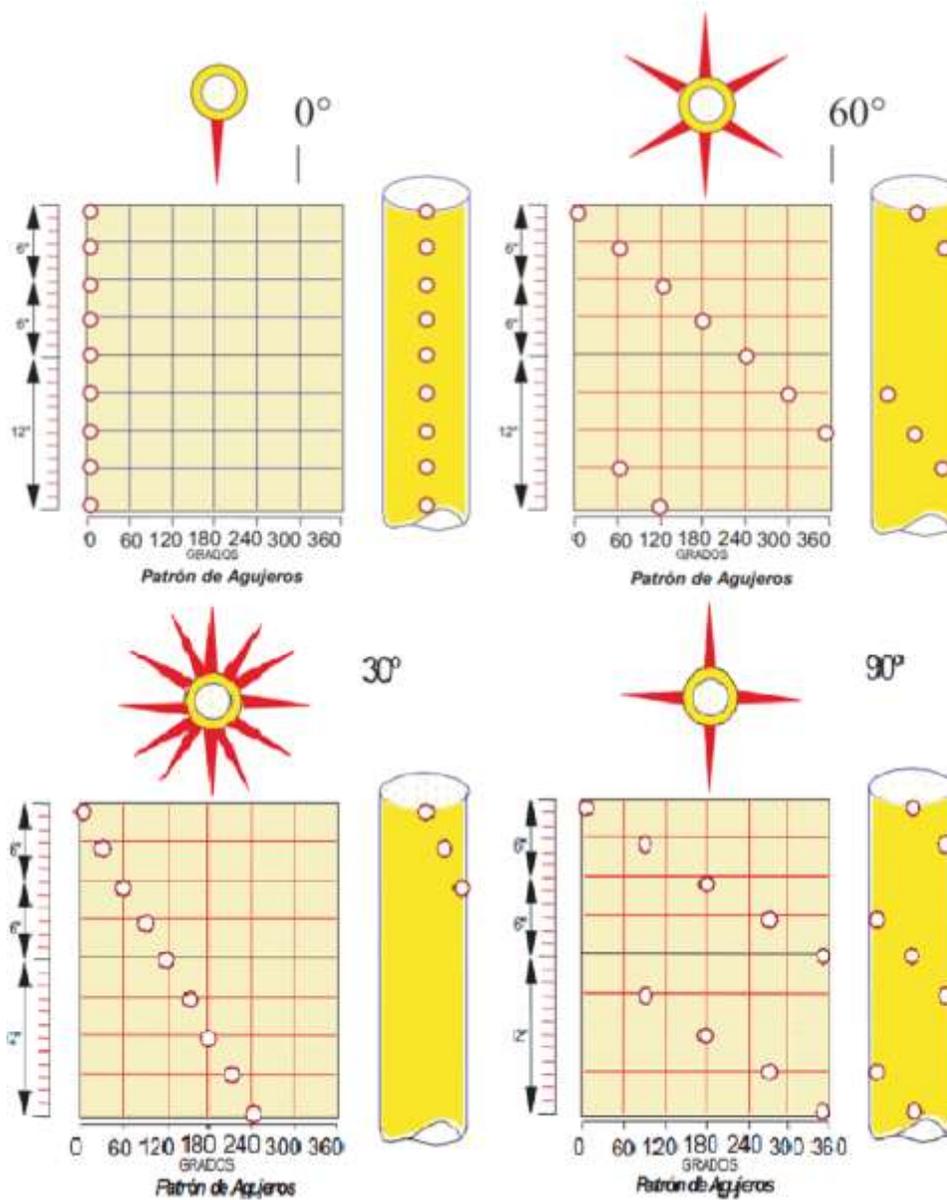


Figura 4.9. Patrón de agujeros para pistolas

IV.6.4. Técnicas de disparo

La penetración de las pistolas disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia compresiva de la formación. Las condiciones esperadas en el pozo posterior al disparo, dan la pauta para decidir la forma en la cual se llevará a cabo el disparo (condiciones Bajo Balance o Sobre Balance), las cuales están

influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

IV.6.4.1. Condiciones de Sobre Balance y Bajo Balance

En una terminación sobre balanceada, la presión de formación es menor que la hidrostática en el pozo, esta, diferencia puede ocasionar que los agujeros se taponen con residuos de las cargas, al momento del disparo (**Figura 4.10**). Por otro lado, en una terminación bajo balanceada la presión de formación es mayor que la hidrostática ejercida por la columna de fluidos en el pozo, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del agujero.

En general, se recomienda disparar en condiciones bajo balance debido a la limpieza generada en los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado, debido a que se provoca arenamiento o aportación de finos de la formación que dificultan el flujo de fluidos hacia el pozo.

La magnitud de la presión diferencial, para disparar en condiciones bajo balance, depende básicamente de la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido empleado en la terminación. Valores recomendados de presión diferencial, tanto para pozos de gas como de aceite se calculan mediante las siguientes correlaciones empíricas:

Para pozos de gas $P_{dif} = \frac{3500}{K^{0.37}}$ Dónde: P_{dif} = presión diferencial en lb/pg²

Para pozos de aceite $P_{dif} = \frac{2500}{K^{0.17}}$ K = permeabilidad de la formación en metros desarrollados.

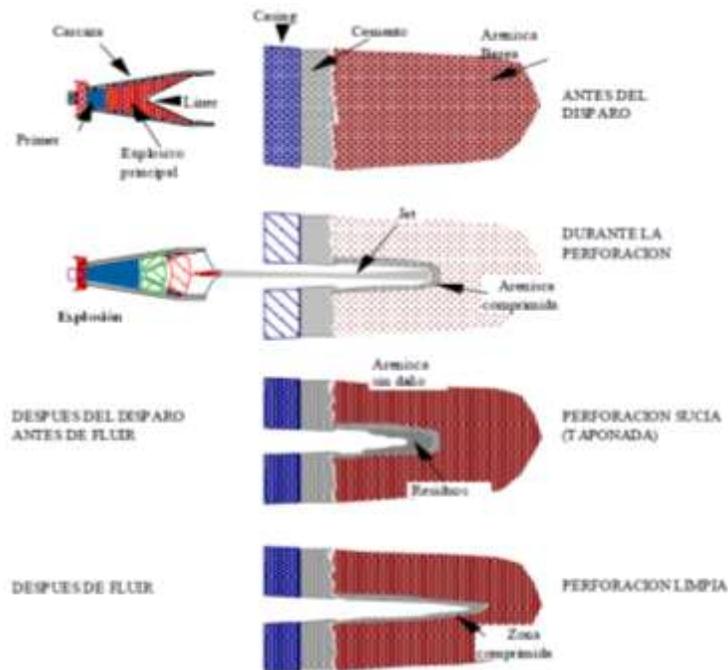


Figura 4.10. Daño a la formación causada por el disparo

IV.7. Aforo del pozo

En la superficie, los fluidos producidos durante una prueba normalmente se manejan usando equipo temporal o un paquete de prueba en superficie. Este equipo necesita ser ensamblado y diseñado para que de forma segura y confiable consiga ejecutar un amplio rango de operaciones;

- Provee medios para controlar rápidamente la presión y la cerrar el pozo.
- Separar los fluidos producidos en las fases de gas, aceite y agua, permitiendo que sean medidas, y registrar información clave como la presión y temperatura.
- Permitir que se tomen muestras representativas de los fluidos producidos.
- Desechar los fluidos producidos en una manera ambientalmente aceptable.

De forma tradicional se busca mantener un mínimo de dos barreras retenedoras de presión independientes entre el equipo de superficie y la formación. Estas se pueden localizar en tres niveles: fondo de pozo, sub-superficie y superficie. Las

barreras de fondo incluyen la válvula de prueba del DST o una válvula de seguridad especial usada únicamente en emergencias. Barreras sub-superficiales no son empleadas de forma universal en torres fijadas o en tierra. En algunos casos, particularmente en pozos de gas con presiones altas o en ambientes hostiles, se requieren medios adicionales para cerrar el pozo.

El equipo de aforo es una planta de separación y medición de hidrocarburos, que consta de una serie de elementos, de los cuales los principales son el choke-manifold donde se controla y crea el flujo crítico, al igual que reduce las presiones antes de que lleguen a los equipos de proceso para que estas puedan manejar los fluidos.

Para el caso de este pozo-proyecto, se cuenta con dos estranguladores, uno fijo y otro variable y una presión de separación de 700 psi. El flujo crítico para este caso fue de 1.48.

Otro elemento de gran relevancia es la chaqueta térmica que tiene como fin ayudar a mantener la temperatura del gas para que posteriormente entre a un cambiador de calor que se utiliza para prevenir la formación de hidratos, reducir la viscosidad y romper la emulsión.

Junto con los elementos ya mencionados, existen más componentes de gran relevancia para el equipo de aforo, estos son:

- Cabeza de flujo
- Separador de prueba
- Tanque de medición/agitación
- Bombas y manifolds
- Quemadores
- Sistema de cierre de emergencia

Debido a su preponderancia se hará un recorrido breve de su descripción.

IV.7.1. Cabeza de flujo

El cabezal de flujo comprende cuatro válvulas, la válvula maestra, la válvula swab, la válvula de flujo y la válvula de matar. La válvula maestra usualmente está aislada de las otras tres válvulas por el swivel el cual permite la rotación del asentamiento de la sarta sin desconectar las líneas de matar. La válvula maestra permite el aislamiento del equipo de superficie de la sarta de fondo de pozo y como tal conecta directamente con la cima de la sarta. La válvula swab permite la introducción y el retiro de línea de acero, al igual que la tubería roscada. La válvula de la línea de flujo está equipado con un actuador automático hidráulico es el cual está ligado al sistema de cerrado de emergencia, cerrando automáticamente la válvula en el caso de un evento pre-programado (como alta presión etc.). Una válvula actuadora puede ser instalada también en la válvula de matar si así se requiere. En ciertas aplicaciones una válvula adicional llamada independiente se colocará inmediatamente corriente debajo del cabezal de flujo para proveer otra barrera de seguridad (específicamente para aplicaciones HPHT)

IV.7.2. Separador de prueba

Para medir de forma certera el ritmo de producción y tomar muestras, el fluido producido se debe separar en aceite, gas y agua. Los separadores de prueba son capaces de manejar cualquier tipo de producción; gas, gas condensado, aceite ligero, aceite pesado, aceite espumoso, agua y gasto de fluidos de estimulación como ácidos.

La separación de las fases se logra con varias etapas, por lo cual se ocupan placas coalescentes que previenen que las gotas mayores a 15 micrones sean arrastrados a la salida del flujo de gas, y el extractor de niebla el cual es el último obstáculo que el gas se encuentra antes de dejar el contenedor del separador, bloquea las gotas de líquido más finas en el flujo de gas. Las gotas bloqueadas por la placa coalescente caen de regreso a la fase aceite.

Así la medición de aceite se hace por medio de medidores de desplazamiento positivo para gastos bajos y un medidor de turbina para gastos más altos. Medición de gas usa placas de orificio calibradas.

IV.7.3. Tanque de medición/agitación

Los líquidos separados pasan ya sea por un tanque de medición, el cual ventila a la atmósfera por medio de un supresor de fuego, o cuando se espera H₂S, por medio de un tanque de surgencia presurizado. En estos, también se mide el volumen para ayudar a calibrar los medidores de flujo. Debido a que se reduce la presión el gas adicional sale de la solución, ocasionando encogimiento, el cual puede ser medido.

IV.7.4. Bombas y manifolds

El gas es usualmente dirigido por medio del manifold de gas al quemador de gas donde es quemado. El aceite se envía al manifold de aceite y ya sea para quemarlo a través de un quemador de aceite o desviar a un tanque. El tanque se puede vaciar más tarde por medio de una bomba, y dirigir el aceite al quemador.

IV.7.5. Quemadores

Mientras las restricciones ambientales se hacen más estrictas, el desecho aceptable de fluidos producidos presenta un reto. El gas y el aceite generalmente se queman. En tierra esto ocurre usualmente en pozos de antorcha. Costa afuera, la principal preocupación es evitar que caiga aceite o residuos carboníferos en el mar. Con un quemador típico, el aceite fluye hacia una cámara donde es atomizado por aire comprimido. La mezcla es encendida entonces y el agua regada en la flama crea grandes turbulencias, mejora la eficiencia del quemado y previene la formación de humo negro de carbón.

IV.7.6. Sistema de cierre de emergencia

Los sistemas de cierre de emergencia se utilizan para controlar el proceso cadena en un evento de alerta inesperado. Pilotos alto/bajos inician el cierre de pozo ya sea cuando la presión sobrepasa el umbral de un nivel alto (bloqueo de estrangulador) o caiga por debajo de un nivel específico (filtrado/ruptura de la línea de flujo). Estos pilotos se instalan corriente arriba del choke-manifold, corriente arriba del calentador o corriente arriba del separador. Estos se operan de forma neumática y sí se activa, un actuador hidráulico cierra la válvula lateral en el cabezal de flujo o en una válvula independiente adicional corriente arriba del choke-manifold.

Los sistemas modernos se operan eléctricamente y están controlados por una computadora. Esto permite todo un rango nuevo de opciones de seguridad. Por ejemplo, en adición de los pilotos de presión alto/bajo, el sistema puede manejar niveles altos/bajos en cualquier contenedor relevante, altas/bajas temperaturas, altos/bajos ritmos de flujo, activar el cierre del árbol de pruebas submarinos etc. La activación eléctrica acelera de forma significativa el tiempo de reacción y la computadora hace que las pre-programaciones de ajustes sea una formalidad. Estos sistemas son específicamente importantes para operaciones en HPHT⁹ y en ambientes hostiles.

IV.8. Hidratos y Glicol

La formación de hidratos de gas puede causar bloqueos en las tuberías y en las líneas de flujo, sucede cuando una mezcla de agua y gas se enfría mientras fluye a lo largo del lecho marino a través de una tubería de gran longitud a altas presiones. Las técnicas de prevención utilizadas comprenden el calentamiento de las tuberías, la separación de gas y el agua previo al desplazamiento del crudo y la inyección de inhibidores para impedir la formación de hidratos^{xxxiv}.

⁹ HPHT: Condiciones de alta presión y alta temperatura por sus siglas en ingles.

La formación de hidratos es de particular interés para la industria petrolera en pozos de gas en aguas profundas, debido a que estos sólidos pueden formarse a temperaturas y presiones normalmente encontradas en el lecho marino.

IV.8.1. Formación de hidratos

Los hidratos de gas se comportan como soluciones de gases en sólidos cristalinos y no como compuestos químicos. La estructura principal de los hidratos cristalinos está constituida por moléculas de agua. Las moléculas de hidrocarburo ocupan espacios vacíos dentro del espacio de la red de las moléculas de agua. Se conocen dos tipos de hidratos de redes cristalinas. Cada uno contiene espacios vacíos de dos tamaños distintos. Una red tiene el tamaño para aceptar pequeñas moléculas como metano y grandes moléculas como el propano, este radio acepta alrededor de dos moléculas pequeñas por cada grande. La otra red acepta moléculas de metano y moléculas de mediano tamaño como el etano, este radio acepta alrededor de tres medianas por cada pequeña.

Aunque los hidratos de gas parecen ser soluciones sólidas en lugar de compuestos químicos, un número específico de moléculas de agua están asociadas con esta molécula de gas. Esto se debe a la estructura del cristal y el radio depende primordialmente con el tamaño de la molécula de gas.

Para que ocurra la formación de hidratos es importante que esté presente agua en su fase líquida que entre en contacto con el gas a condiciones de alta presión y temperatura baja, este fenómeno se presenta en forma de cristales.

Estos cristales se forman a temperaturas de 3 a 10°F por debajo de la temperatura de formación y a unos 300 o más psi por encima de la presión de formación. Sin embargo, partículas de óxido o arena también funcionan como semillas de cristales en la iniciación de formación de los hidratos.

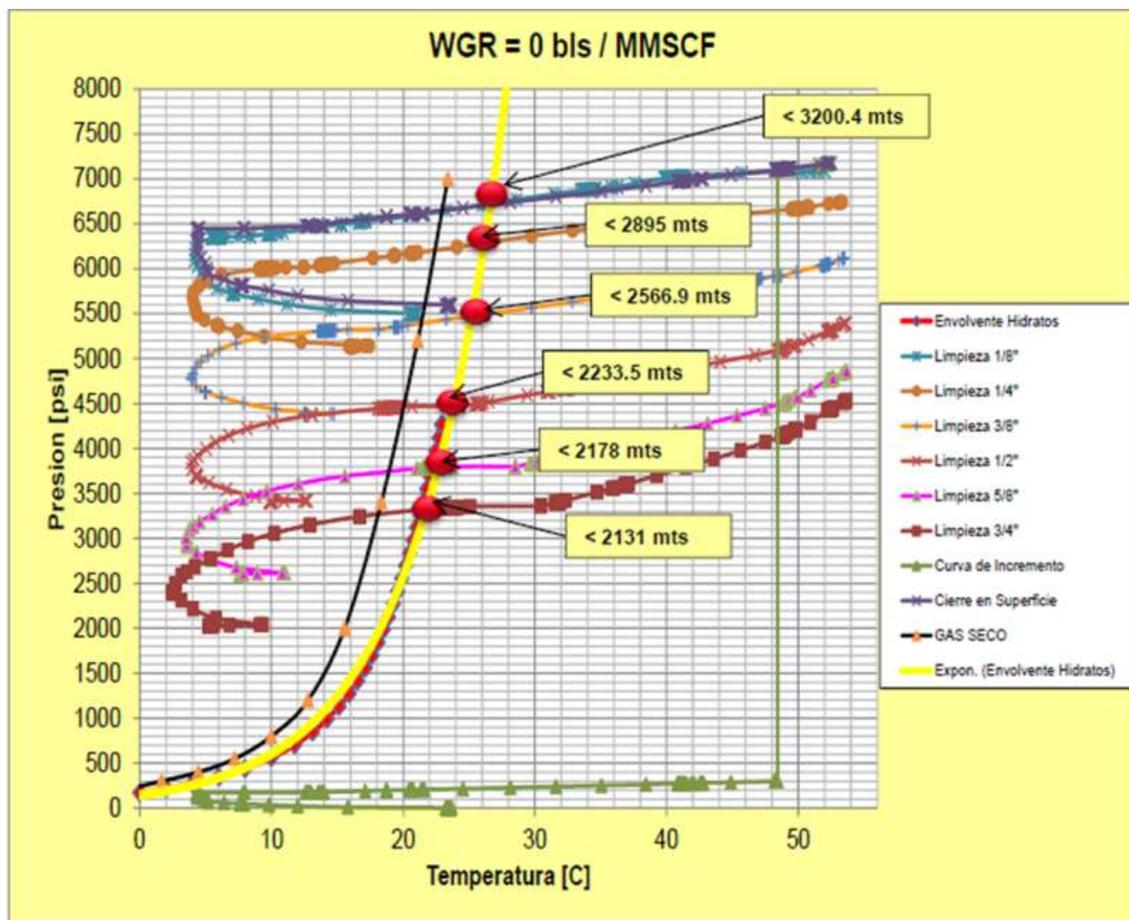
También se pueden generar hidratos por la reducción de presión, esto sucede cuando las presiones disminuye a condiciones normales de superficie, lo cual

causa una reducción en la temperatura del gas. Esto ocasiona que la temperatura pueda causar la condensación del vapor de agua presente en el gas, llevando a cabo una mezcla de gas y agua líquida, que es condición necesaria para la formación de hidratos.^{xxxv}

IV.8.3. Control de formación de hidratos

Para el caso particular de este pozo, el cierre en superficie con presencia de gas y agua sería el escenario más crítico indicando que el intervalo desde 3200 m hasta superficie estaría dentro de la zona de formación de hidratos.

Por esta razón se recomienda que todos los cierres del pozo (programados y no programados) se realicen en fondo usando la válvula “Select Tester”.



Gráfica 4.1. Análisis de hidratos

El análisis también indica que en todos los escenarios de fluencia y a partir de las profundidades indicadas en la **Gráfica 4.1**, las condiciones de P y T dinámica del interior del aparejo se encontrarían dentro de la zona de formación de hidratos.

Se recomienda entonces fluir el pozo con estranguladores mayores a 3/8" y colocar el niple de inyección de glicol a una profundidad no menor de 2500m.

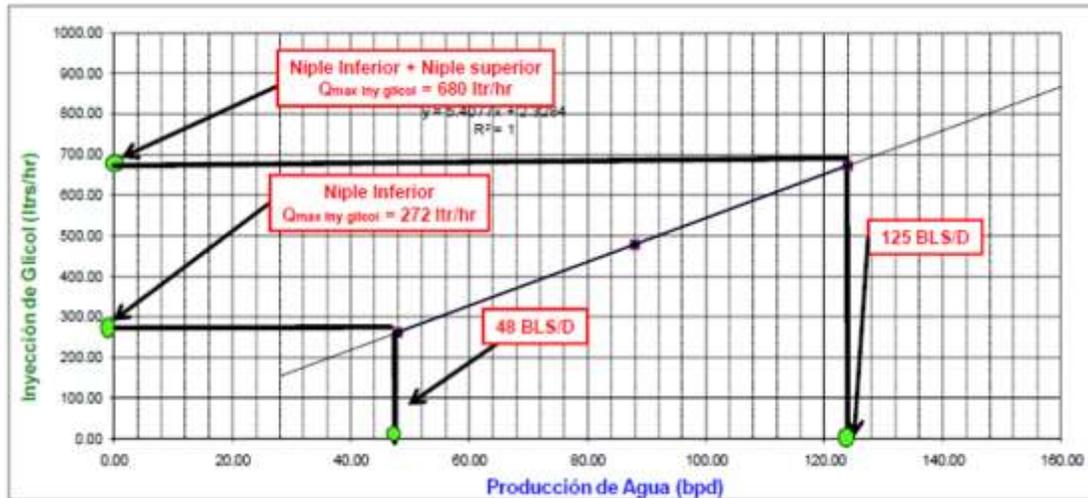
Por otro lado, el incrementar el diámetro del estrangulador permitiría ocasionar que la zona crítica de la formación de hidratos se localizara por encima del lecho marino logrando de esta manera poder inyectar un mayor volumen de glicol considerando los dos niples de inyección (niple inferior + SubSea).

Se observa que una vez que se cierre el pozo en el fondo y que se despresurice la TP, no habría posibilidad de formación de hidratos aun con presencia de agua en el pozo.

Por tal motivo, se recomienda despresurizar en cabeza inmediatamente después de haber realizado el cierre en fondo del pozo a través de la válvula Select Tester.

Una vez realizado el cierre en fondo del pozo y dejar despresurizada la TP, se recomienda seguir inyectando Glicol en un volumen tal que se forme por encima de la válvula Select Tester una zona de transición entre el gas que se encuentra por debajo y la posible zona de agua que por segregación de fases cae luego del cierre y de esta forma evitar la formación de hidratos el momento de la reapertura de la válvula

Considerando que el caso crítico en condiciones fluyentes corresponde al estrangulador de 1/4", WGR=5 bls/MMPC, Qw=48.03 bpd, Qcond= 0 bpd. El gasto de inyección de glicol necesario para inhibir la formación de hidratos se encuentra en el orden de 225.9 lt/hr. La **Gráfica 4.2** indica que a producciones de agua superiores a 48 bpd se estaría excediendo la capacidad real de inyección de glicol en el fondo de las herramientas.



Gráfica 4.2. Inyección de glicol

IV.8.2. Inyección de Glicol

El glicol es un líquido claro, higroscópico¹⁰, inodoro de bajo peso molecular diseñado especialmente para reducir los puntos de cristalización (anticongelante), inhibir la formación de hidratos de gas y mejorar las propiedades lubricantes y de inhibición de la hidratación de lutitas de los sistemas de fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros base agua dulce y salados.

Es especialmente recomendable como agente anticristalizante e inhibidor de la formación de hidratos de gas en los sistemas de fluidos limpios preparados con salmueras (NaCl, CaCl₂, CaBr₂ y ZnBr₂ y sus mezclas) que se utilizan como fluidos de control y fluidos empacadores durante las operaciones de terminación y reparación de pozos de aguas profundas donde las temperaturas del lecho marino son cercanas al punto de congelación del agua (0 °C).

⁹ **Higroscopia.** Es la capacidad de los compuestos de atraer agua en forma de vapor o de líquido de su ambiente, por eso a menudo son utilizados como desecantes.

Algunos de los compuestos higroscópicos reaccionan químicamente con el agua como los hidruros o los metales alcalinos. Otros la atrapan como agua de hidratación en su estructura cristalina como es el caso del sulfato de sodio. El agua también puede adsorberse físicamente. En estos dos últimos casos, la retención es reversible.

En los sistemas de fluidos de perforación de pozos base agua dulce y base agua salada coadyuva en reducir las temperaturas de cristalización, reduce el embolamiento¹¹ de la barrena y sarta de perforación e inhibe la hidratación de arcillas mejorando las propiedades de lubricación y las velocidades de penetración.

Es recomendado en un rango de concentraciones de 2 a 10 % Vol., sin embargo se recomienda llevar a cabo pruebas de laboratorio con diferentes concentraciones a fin de determinar los puntos de cristalización para su requerimientos específicos.^{xxxvi}

IV.9. Lifting Frame

Un Lifting Frame para tubería flexible (TF) se requiere cuando se realizan operaciones costa afuera desde un barco de perforación, plataforma semi-sumergible o una plataforma de reparación de pozos. La función del frame es proveer una conexión de compensación de movimiento en el cual la cabeza de inyección y el equipo de control de presión se pueden armar.

La conexión de fondo del lifting frame está unido generalmente a un cabezal temporal o de prueba de flujo. En la mayoría de los casos, se usa un conector hidráulico para facilitar el proceso de subir y bajar del aparejo.

¹¹ Embolamiento.

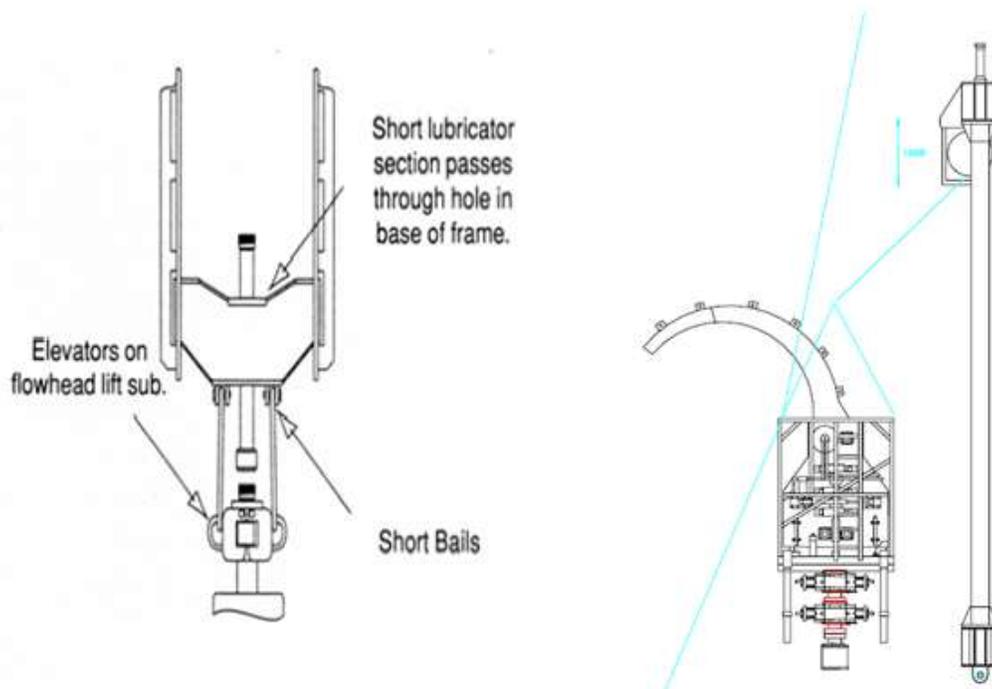


Figura 4.11. Bola y Elevador del Lifting Frame

El manejo del sub del Lifting Frame se coloca en los elevadores del bloque viajero de la torre. En cualesquiera de las plataformas de este tipo el bloque viajero o el bloque corona tienen un dispositivo de compensación de movimiento colocado para compensar la acción de la marea y el oleaje experimentado por las embarcaciones. El peso o la tensión en la sarta de tubería, en efecto, proveen el ancla en el cual opera el sistema de compensación de movimiento.

Cuando el Lifting Frame se suspende del bloque viajero y se coloca en la cabeza de flujo o la sarta de tubería, cualquier levantamiento del navío o la plataforma se visualiza como un movimiento en la sarta suspendida, para proveer medios prácticos y seguros para instalar el equipo de control de presión y el inyector de cabeza de TF.

IV.10. Abandono del pozo

El aislamiento de un pozo es un procedimiento que considera la colocación de una barrera para el abandono temporal de un intervalo o total del pozo. El objetivo principal al abandonar un pozo, infraestructura e instalaciones de producción es aislar permanentemente todas las formaciones atravesadas por el pozo

Para el taponamiento de pozos submarinos en México, no existe una normatividad específica, por lo que se considera la aplicación de la normatividad vigente¹² para pozos terrestres, lacustres y marinos, así como el uso de “mejores prácticas”.

La selección de la técnica de aislamiento adecuada para un intervalo probado deberá basarse en el objetivo de lo que se desea lograr en las condiciones del pozo, su estado mecánico, la información geológica, y profundidad de los intervalos para aislar, para lo cual primer paso es saber si el intervalo por aislar es de interés comercial o no. Con esta premisa se desarrolla el método a utilizar, el cual puede ser un Tapón Temporal (TT) o un Tapón Definitivo (TD).

Las preguntas que se desarrollan y desembocan en la elección de un tapón y/o retenedor de cemento están condicionadas al tipo de aislamiento que necesite el pozo y si se puede efectuar a través del aparejo de producción o con tubería de trabajo. Al igual que se debe tener en claro cuántos intervalos se tienen, si son productores o no, para posteriormente considerar el número de tapones a utilizar.

La **Tabla 4.4** muestra varios tipos de técnicas de aislamiento entre las que se pueden mencionar

¹² **Normatividad Vigente:** NMX-L-169-SCFI-2004; 205-21100-OP-311-0303; 223-21100-OP-211-0040; PE-DP-DI-0023-2012, NOM-149-SEMARNAT-2006; Reglamento de Trabajos Petroleros

Tabla 4.4. Tipo de taponamiento

Colocación de tapón de cemento...	
Con tubería de trabajo	A través del aparejo de producción
<ul style="list-style-type: none"> • Tapón de cemento por circulación (TxC) ¹³balanceado 	<ul style="list-style-type: none"> • Por desplazamiento
<ul style="list-style-type: none"> • Tapón de cemento (TxC) forzado 	<ul style="list-style-type: none"> • Con tubería flexible
	<ul style="list-style-type: none"> • Con cable

Para el pozo-proyecto desarrollado a lo largo de este trabajo, éste se consideró un pozo exploratorio con terminación temporal usando sarta de trabajo. En esta fase de la secuencia de aislamiento se concluye, que es un pozo con intervalos de interés comercial, por lo que se procede para este tipo de abandono temporal.

Un abandono temporal se caracteriza por el tapón superficial a ocupar, debido a que se debe anclar superficialmente un tapón mecánico recuperable (**Figura 4.12**), en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro o un tapón de cemento de 150 m con cima de 50 m debajo de la superficie (**Figura 4.13**). Para los pozos marinos la cima será referida al lecho marino.

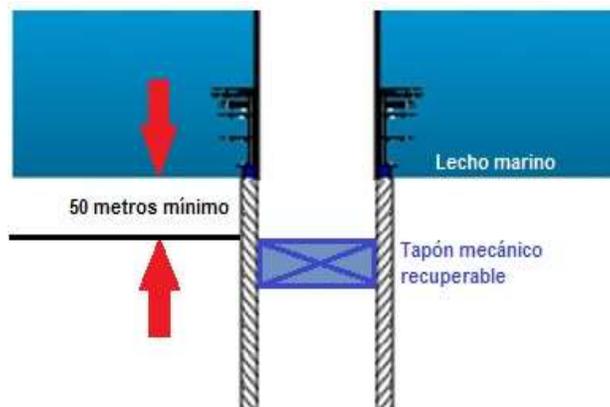


Figura 4.12. Uso de tapón mecánico recuperable

¹³ **TxC.** Tapón por Circulación; son determinados volúmenes de lechada de cemento que se colocan en agujero descubierto o en el interior de una TR con un determinado objetivo. Como su nombre lo indica, se coloca con circulación en el pozo, generalmente a través de tubería de perforación o T.F.

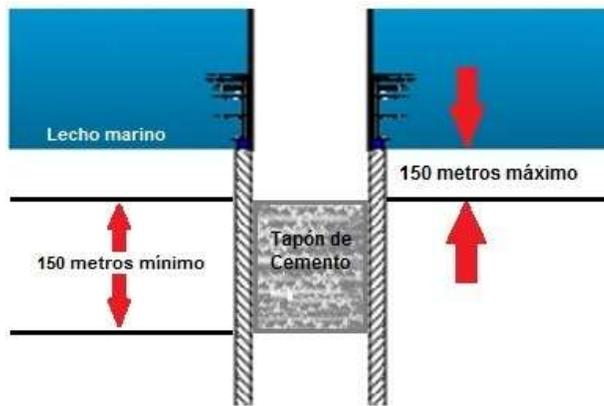


Figura 4.13. Uso de tapón de cemento

Esto está definido por las premisas de práctica para taponamiento de pozos submarinos, véase **Figura 4.14**.

Cuando se empiezan actividades de aislamiento para el abandono del pozo, lo esencial es controlar el pozo con un fluido limpio y reconocer la profundidad a la que se piensa aislar

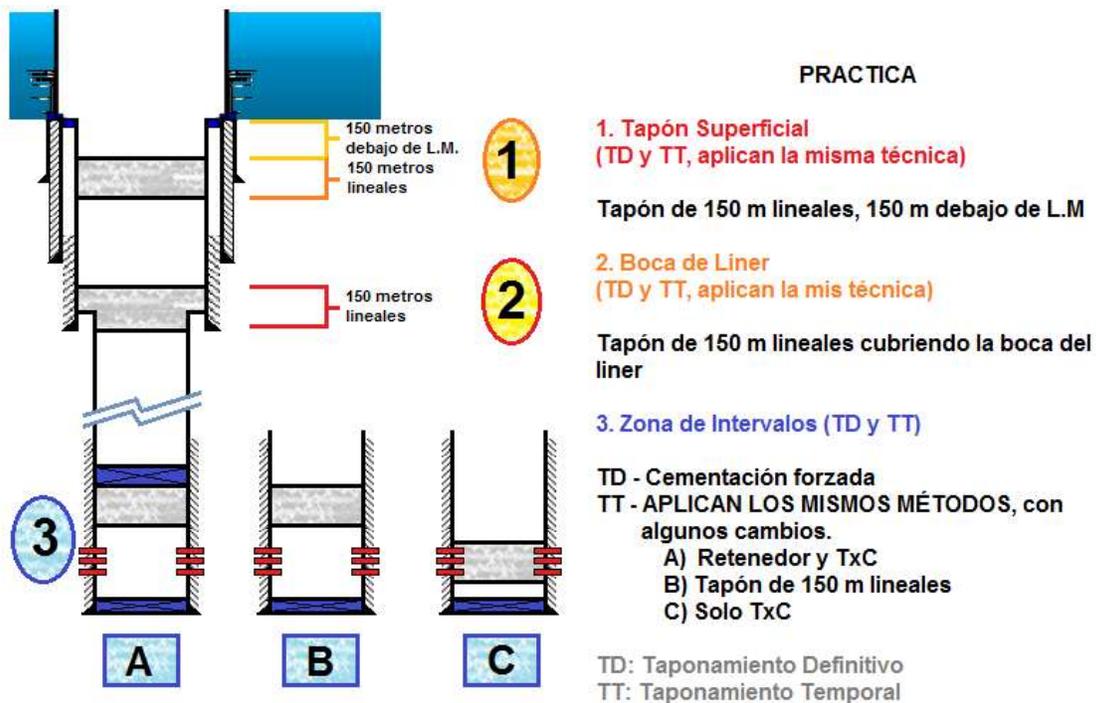


Figura 4.14. Práctica para taponamiento de pozos submarinos

Se procede a colocar un retenedor de cemento¹⁴ ciego o retenedor de cemento y tapón de cemento por circulación (TxC). Seguido de una evaluación del aislamiento y se prueba el tapón.

Ocupando el método de cementación forzada, como se muestra en la **Figura 4.15**, se debe ocupar un retenedor de cemento, una herramienta para cementar recuperable, a través de un empacador de producción, o cerrando el preventor contra la sarta de trabajo e inyectando el cemento al intervalo seleccionado.

En la práctica el retenedor se ancla a 200 m arriba del intervalo probado con alta presión de inyección, para proteger las tuberías de revestimiento y cabezales y evitar someterlas a grandes esfuerzos y asegurar el aislamiento efectivo del intervalo. Posteriormente se procede a levantar la sarta lo suficiente para dejar el “stinger¹⁵” arriba del retenedor y con circulación en la superficie. Con los preventores abiertos se bombean los baches lavadores y espaciadores, así como el volumen total de la lechada debiendo desplazarlos hasta el extremo de la sarta, donde se deberá volver a enchufar el “stinger” para proceder a forzar a través del retenedor, el volumen de cemento previamente calculado a la formación, equivalente a 150 m lineales de cemento. Al terminar la inyección se levanta la sarta lo suficiente para desenchufarla del retenedor y circular en inverso para limpiar la sarta de perforación.

¹⁴**Retenedor de cemento:** Herramienta mecánica que se ancla en el interior de la tubería de revestimiento con el objeto de realizar cementaciones forzadas y aislar intervalos.

¹⁵**Stinger:** Es una extensión de la herramienta de fondo, que se ocupa para guiar la herramienta y mantiene centrado el escariador.

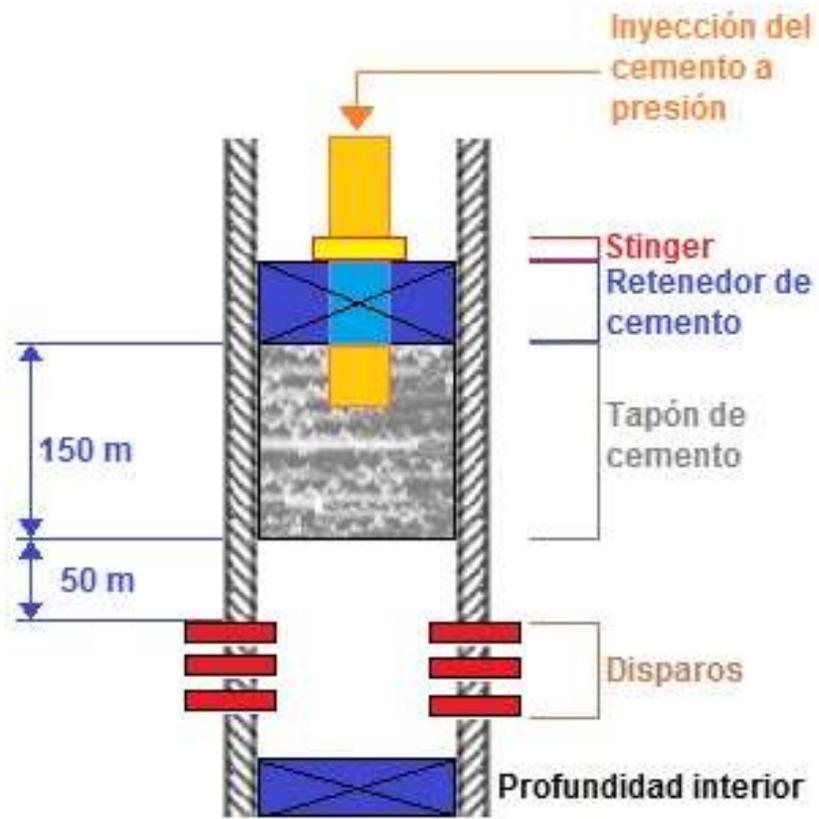


Figura 4.15. Taponamiento de zonas con cementación forzada en aguas profundas.

EJECUCIÓN DE LA TERMINACIÓN DEL PROYECTO-POZO

V.1. Seguimiento Operativo: Lavado de pozo

a) **Armado de la sarta de limpieza**. Con apriete computarizado, se armó el tubo difusor, escariador, magneto y capillo para TR y combinaciones de enlace calibrando el aparejo tramo por tramo. Se incluyeron dos registradores electrónicos de memoria de presión y temperatura para trabajar a 20 Kpsi y 400 °F con objeto de realizar una prueba de transmisibilidad de presión, debido a que se está utilizando una salmuera binaria y ésta es afectada por la temperatura a la que se encuentre, ocasionando que incremente o disminuya su densidad.

a.1) La distribución de la sarta de lavado fue la siguiente:

Tabla 5.1. Distribución de la sarta de lavado.

a.	Tubo biselado de 4 ½" caja
b.	Escariador 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
c.	Cepillo 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
d.	Magneto 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
e.	Combinación caja 4"22.5 lb/ft x Piñón 4 ½ (considerando la longitud correspondiente para llegar a la cima del retenedor)
f.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón
g.	Combinación del sensor de temperatura
h.	Sensor de temperatura
i.	Combinación del sensor de temperatura

j.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón
k.	Combinación caja 4 ½ x Piñón 4" 22.5 lb/ft
l.	Escariador de 13 5/8" 88.2 lb/ft conexión 4 ½ Caja x Piñón
m.	Magneto de 13 5/8 88.2 lb/ft conexión 4 ½ Caja x Piñón
n.	Combinación Piñón 4 ½ x Caja 4" 22.5 lb/ft
o.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón(considerar la longitud correspondiente para llegar a 2 metros por arriba de la Boca de liner de 9 5/8)
p.	Combinación Caja 4 ½ x Piñón 4" 22.5 lb/ft
q.	Cepillo para Riser #1 4 ½ caja –Piñón
r.	Combinación Piñón 4 ½ x Caja 4" 22.5 lb/ft
s.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón hasta superficie (Efectuar el ajuste correspondiente para quedar 2 metros por arriba de los preventores).

b) **Desplazamiento de bache viscoso y espaciador.** Se prepararon 63 m³ de bache viscoso y 26m³ bache espaciador (spacer) de 1.10 [gr/cc] con una concentración de 8.55 Kg/m³ de viscosificante, 1006.55 Kg/m³ de barita.

b.1) Se inicia desplazamiento de lodo de 1.40 [gr/cc] del pozo por agua de mar, bombeando en directo 30 m³ (1588 emboladas) de bache viscoso durante 200 segundos con punto de cedencia (P.C.)>45 lb/100 ft², seguido de 30 m³ aceite sintético de 1.0 [gr/cc].

b.2) Se cerró la válvula IBOP¹⁶ del Top-Drive y se bombearon baches de aceite sintético por línea de matar, línea de estrangular y BOOSTER¹⁷, seguido de bombeo de baches espaciadores por las líneas anteriores.

¹⁶ **IBOP:** Las válvulas del Top-Drive o IBOPs, pueden separarse en IBOP inferior y superior. El IBOP superior es posicionado entre el swivel de potencia y el eje principal del Top-Drive. El IBOP inferior se localiza entre el eje principal del Top-Drive y el crossover sub. Son usados para detener el flujo en la sarta de perforación y prevenir pérdida de lodo durante las operaciones de disparo.

¹⁷ **Booster:** Es una línea adicional para alimentar los preventores en tanto que las líneas de Alta Presión son para control.

c) **Desplazamiento de baches lavadores.** Se preparó con 32 m³ de bache solvente con 104 m³ de detergente.

c.1) Se desplazó lodo y baches de limpieza de líneas de matar y estrangular con agua de mar (1129 emboladas c/u) respectivamente. Se desplazó línea de BOOSTER con agua de mar (874 emboladas). Para seguir con el bombeo en directo de un tren de baches de limpieza.

c.2) Se continuó desplazando lodo y baches de limpieza hasta observar la salida de baches de la línea de flote derivando mismo a presa de trabajo, donde se recuperaron 25 m³ de bache contaminado con densidad de 1.05 [gr/cc] y 2400 [mg/l] de cloruros.

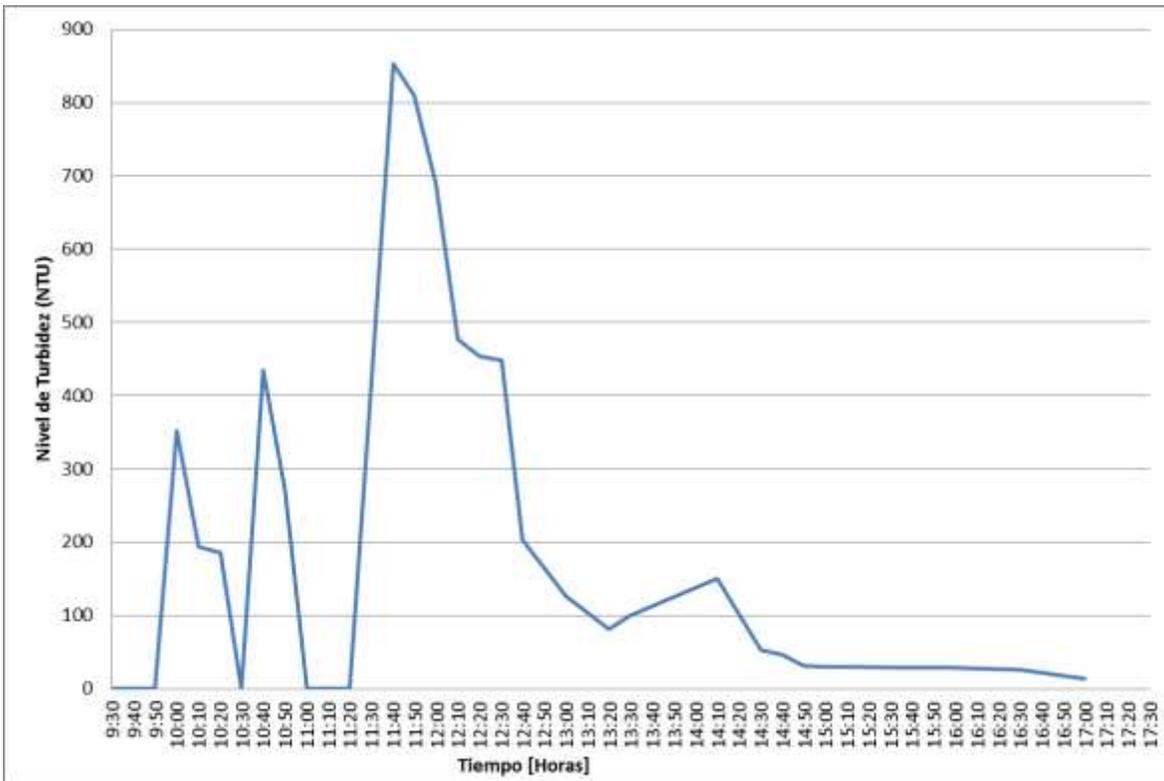
c.3) Se tomó la última lectura de turbidez.

d) **Limpieza de presas de trabajo.** Se efectuó limpieza de presas de trabajo, para lo que se prepararon 20 m³ de bache alcalino con una concentración de 15 Kg/m³ de sosa caustica para limpieza. Se barrió línea de mezclado, se limpió presa, caja distribuidora, charolas y canal de temblorina

e) **Desarmado de sarta de limpieza.** Con la sarta de limpieza se continúa circulando, en tanto se efectúan los preparativos para el desplazamiento de agua de mar por salmuera acondicionado con 10% de glicol.

e.1) Se desplazó agua de mar por salmuera binaria CaCl₂ de 1.36 gr/cc al 20% de glicol por las líneas de matar, de estrangular y por BOOSTER, seguido por un bombeo en directo de 20 m³ de bache viscoso, salmuera con 10% de glicol.

- e.2) Con la Unidad de Alta Presión se efectuó prueba de transmisibilidad¹⁸ de presión con sensor de presión y temperatura de memoria
- e.3) Se levantó la sarta de limpieza por lingadas, con elevador hidráulico concluyendo lavado del pozo.



Gráfica 5.1. Limpieza del pozo

Como ya se mencionó antes, el Nivel de Turbidez (NTU) es importante para poder observar la limpieza del pozo, por lo que es indispensable tener una gráfica de apoyo que nos brinde el nivel de partículas dispersadas y como se van comportando, esto se hace en función del tiempo en que se efectúa la limpieza del pozo. La **Gráfica 5.1** muestra el nivel de turbidez para el caso particular de este pozo el que debe ser menor a 30 NTU.

¹⁸ **Prueba de Transmisibilidad:** Esta prueba se realiza para verificar la densidad de la salmuera que se tiene en pozo a condiciones de presión y temperatura reales. Al igual que funge como una simulación de la presión efectiva a las que van a estar sometidas las válvulas de fondo.

V.2. Seguimiento Operativo: Meter Aparejo de Prueba

Esta actividad general está subdividida en varios detalles ya se describieron anteriormente, lo cuales son:

- Dummy Run
- Armado del aparejo

V.2.1. Dummy Run

- a) La configuración del Dummy Run se armó a TP varias combinaciones junto con un tubo roscado de doble niple con bola colgadora ranurada, doble caja, 2 tramos de TP 4" pintados de blanco.
- b) Cambio de Master convencional por un sistema de cuñas hidráulicas que sirve para realizar viajes de sarta más eficientes y rápidos en la mesa rotaria con inserto para TP de 4".
- c) Se metió la bola colgadora en Dummy Run con lingadas de TP de 4" a 2175.22 metros donde comprobó la cima de cabezal con apriete computarizado.
- d) Desplazando normal al TK de viaje¹⁹, y descargó peso de cola (25 KIPS²⁰) y efectuó cierre de BOP junto con el preventor anular inferior.
- e) Levantó bola colgadora con tubo roscado a superficie.

Para el caso particular del pozo en cuestión, se planeó un espaciamiento como se muestra en la **Figura 5.1**, y posteriormente con la ayuda del Dummy Run se realizó un ajuste con las medidas tomadas de las huellas recuperadas en el viaje de reconocimiento.

¹⁹ **TK de viaje:** Es un tanque en el que se puede cuantificar volúmenes más pequeños, 60 bls generalmente. Debido a su tamaño en él, se pueden verificar variaciones de volúmenes y se pueden observar la presencia de brotes.

²⁰ **KIPS:** Son unidades que representa 1000 libras fuerza.

Quedando el espaciamento submarino con el cierre del preventor variable superior y ciego de corte que cerrarán en las partes pintadas de amarillo en la **Figura 5.2**. El preventor variable sellará 8 cm por debajo de la extensión pulida del BOP²¹ Can. Así mismo el RAM de Corte de TR cerrará 19 cm de la base hacia arriba del sustituto de corte (cabe mencionar que la base del RAM quedará 5 cm por encima de la caja del sub de corte).

²¹ BOP: Blowout Oil Preventor

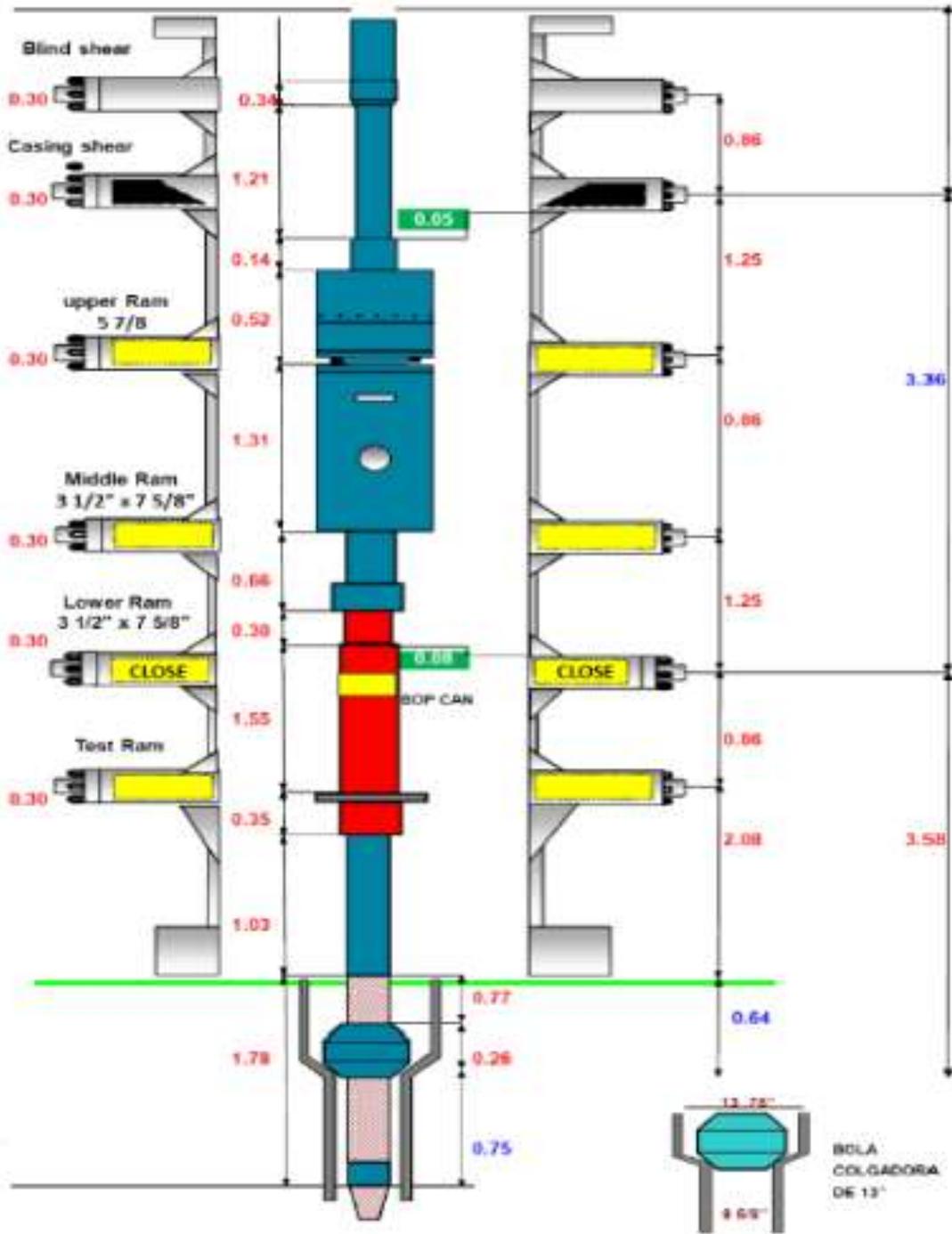


Figura 5.1. Espaciamiento SubSea antes de ajuste

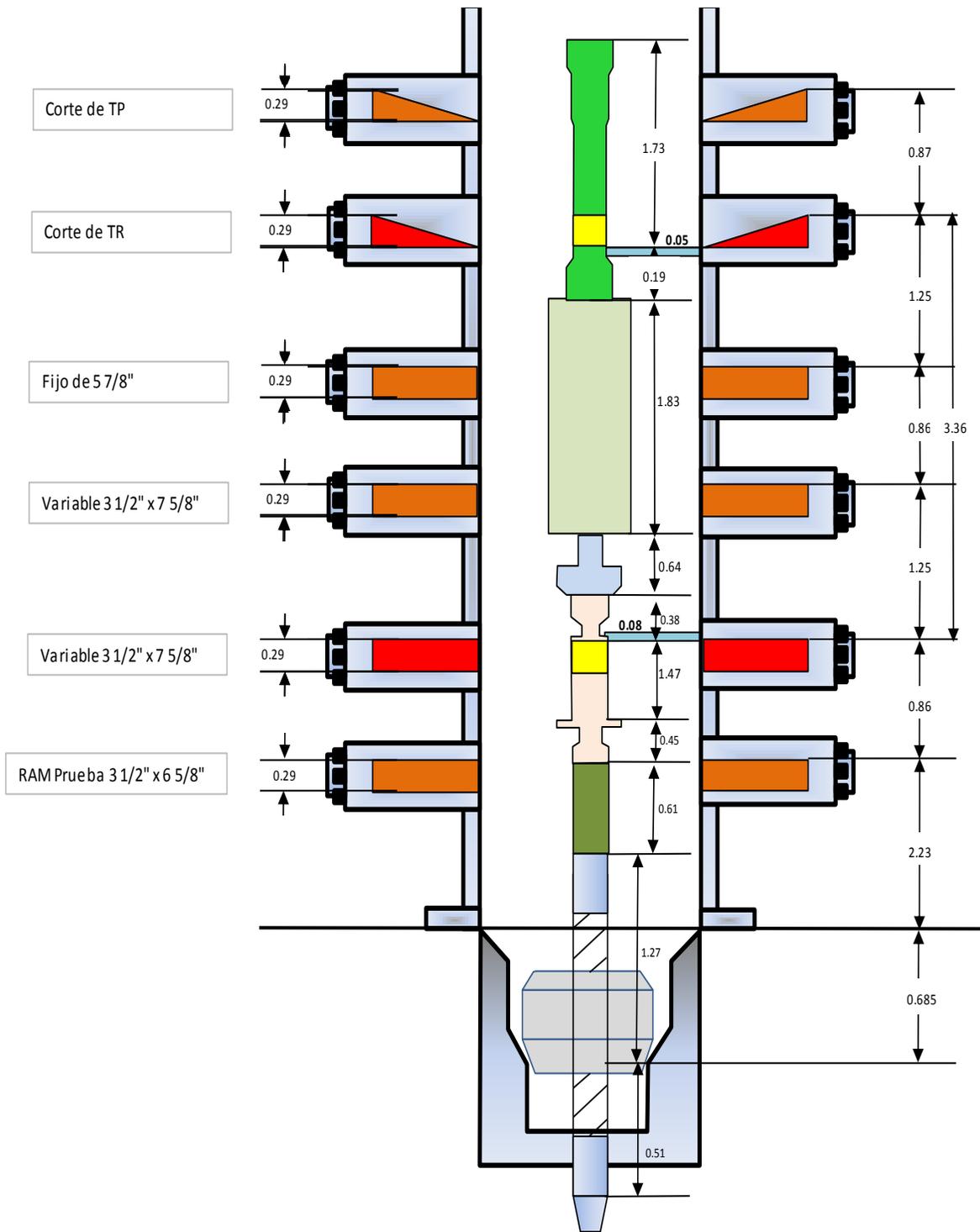


Figura 5.2. Espaciamento SubSea después de ajuste

V.2.2. Armado del Aparejo Preliminar

El armado del aparejo prueba, consiste en el ensamblado de cada una de las partes que constituyen la sarta descrita en la Fase Planeación. El detalle de su armado consiste en cada una de las partes que la componen, como lo es el armado de las pistolas, los inyectores de glicol y los repetidores de señales.

- a) Se armó el aparejo de prueba DST-TCP²² con cabeza de disparos hidráulica con 30 m de pistolas 4 5/8" con carga HMX, 17 [cpm]²³, Fase 60°, 7 m de espaciador con cabeza de disparos mecánica.
- b) Se incluyó un portaregistrador electrónico con dos registradores electrónicos de memoria (dos en espacio anular) conector empacador recuperable para TR 9 5/8".
- c) Conforme se introdujo la sarta DST-TCP se armó y calibró con apriete computarizado. Se levantó extremo inferior de aparejo DST-TCP a 1565.22 m, para ajuste definitivo.
- d) Siguió bajando DST-TCP armada hasta 2626 m desplazando el TK de viajes.
- e) Con extremo inferior de aparejo DST-TCP/Sub Sea 4065.12 m y las pistolas posicionadas en el intervalo 3997-4027m y en el intervalo 4034-4064m y aparejo sentado en bola colgadora con 10 [K lb] de tensión. Se instalan líneas de 6m y 4" de barco de proceso a choke-manifold 100% y con la presión se prueban las mismas líneas.
- f) Se armó el martillo hidráulico y muestreros de fondo PVT, 2 portaregistradores electrónicos con cuatro registradores electrónicos de memoria (3 en TP y 1 en Espacio Anular), se conectó un portaregistrador electrónico de telemetría acústica con dos registradores electrónicos,

²² **TCP:** Una técnica que fue desarrollada como medio de llevar la sarta de los disparos en la tubería de producción, con las pistolas quedándose en el pozo hasta ser removida en la primera reparación. La subsecuente popularidad de pozos altamente desviados y horizontales incrementó el requerimiento de las pistolas llevadas en la tubería como los únicos para tener acceso a las profundidades de perforación.

²³ **cpm:** cargas por minuto.

válvula de cierre de fondo, válvula de drene, válvula de circulación inversa, válvula de control definitivo.

- g) Se conectó una lingada de Drill Collar 4 3/4" con repetidor #1 y un registrador electrónico tipo telemétrico acústico (en EA). Seis lingadas de D.C. repetidor #2 sobre tramo 14 de D.C, y al tramo de 4" se conectó repetidor #3, 2 juntas de expansión de 5", al igual de una tramo de TP de 4" con repetidor #4, a 573.24 m

V.2.2.2. Registro de Correlación

- a) El grupo involucrado en el registro de correlación GR-CCL, se eliminaron las cuñas automáticas y se instaló Master con cuñas convencionales, se eliminó araña elevadora y se instaló elevador de 3 1/2".
- b) Se metió la sonda de registro GR-CCL por interior de TP con cable a 3800 m y levantó tomando registro de correlación interior 3800-3400 m, con lo cual se sacó la sonda a superficie monitoreando el nivel del pozo con TK de viajes.

V.2.2. Armado del Aparejo Definitivo.

- h) Al seguir metiendo la sarta de prueba, ésta sigue siendo armada. Se efectuó prueba de hermeticidad de Tubbing 4000 psi y prueba de libre flujo a través de niple de inyección 7 1/2" con puerto de inyección de 2.75", con un gasto promedio de 200 lt/hr. Continuó bajando con TP de 4" x lingada hasta 1662.09 m donde instaló repetidor #7 y se continuó bajando hasta 1870 m donde instaló porta registrador telemétrico acústico, con dos registradores electrónicos y repetidor electrónico #8 a 2191.45 m, y se conectó repetidor telemétrico #9 con amplificador con tubo madrina, tramo corto con repetidor #10, se continuó metiendo la sarta hasta que se instaló la bola colgadora 13" 30-45° en su nido, con tubo ranurado, BOP CAN 6

5/8", RamLock, válvula de cierre de fondo de 15k de 13", Sub de Corte 6 5/8", y centralizador 16".

- i) Continuando con la conexión de línea de inyección de 1/2" del niple de inyección inferior del BOP CAN, conectó sistema electrohidráulico (Sealink) para válvula de control submarina, válvula retenedora, mandril de inyección de 11" 10k con inyección máxima de 500 lt/hora, y dos unidades acumuladoras de superficie para desconexión de válvula de cierre de fondo y mete con TP de 4", con apriete computarizado de 14700 ft/lbs a 2544 m.
- j) Se continuó bajando el aparejo DST-TCP-SubSea a 4033.90 m donde se instaló válvula lubricadora probándose con 5000 psi durante cinco minutos. Se instaló el riser SeaLink con cabeza de flujo y verificó ajuste sentando la bola colgadora en su nido.

V.3. Seguimiento Operativo: Instalación de cabeza de prueba

- a) Instaló líneas de 2" de unidad de alta presión, con machos para trabajo con N₂, a cabeza de prueba 3 1/16" de 15 K. Se probó con 500 psi en baja y con 8000 psi en alta durante 10 minutos
- b) Al momento de probar en directo las líneas de 2" desde la cabeza de prueba a la unidad de alta presión, se hizo con 500 psi durante dos minutos, 1000 psi en dos minutos y 1500 psi durante 10 minutos con 0.06 bls bombeados sin observación de comunicación en la TP-EA, por lo que se descargó presión a 0 psi, con un volumen de retorno de 0.6 bls. Se alineó por línea de matar y probó empacador con unidad de alta a 500 psi (2 min.), 1000 psi (2 min.) y 1400 por 10 minutos cada 3.2 bls. Satisfactoriamente descargó presión a 0 psi y se observó un volumen de retorno de 6.2 bls.
- c) Al efectuar la prueba de empacador de 9 5/8" se cerró preventor variable inferior y con unidad de alta y por línea de matar se represionó espacio anular con 1200 psi vol. 3.1 bls. Verificando efectividad de sellos de empacador por 10 min.

- d) Con unidad de alta de presión se bombeó en directo represionando TP por etapas de 500 psi hasta alcanzar 1500 psi con un volumen de 8 bls, efectuando prueba de volumen con válvula de cierre de fondo abierta.
- e) Con personal de aforo, instaló líneas superficiales de control de la cabeza de prueba al equipo de aforo.
- f) Efectuó pruebas de líneas de control a cabeza de prueba 3 1/16" 15k con unidad de alta con 300/8000 psi

V.4. Seguimiento Operativo: Instalación de Equipo de Aforos

- a) El equipo de aforo para este pozo en particular se comenzó a instalar a partir del inicio de la terminación, y en paralelo con las actividades que se fueron realizando en la plataforma, siguió su instalación. De esta manera al término del lavado del pozo se tuvo un avance del 95% y concluyó su instalación y prueba con la corrida del Dummy Run.

La distribución del equipo de aforo se puede encontrar en el Anexo C.

V.5. Seguimiento Operativo: Desplazamiento para generar bajo balance

- a) Se cicló la válvula de circulación inversa la cual se dejó en posición de circulación.
- b) Se desplazó en inverso 63 barriles de glicol por salmuera.
- c) Posteriormente se desplazó por TP 40 barriles de salmuera de bromuro de calcio por aceite sintético, para después colocar el puerto de circulación de la válvula de circulación inversa en posición de cerrado y abrirla en posición de prueba. Dejando como testigo 1300 PSI en TP y una presión de cero en EA.

V.6. Seguimiento Operativo: Disparos

Para este pozo se utilizó una pistola con las especificaciones como se describe en las **Tablas 5.2**.

Tabla 5.2. Descripción de pistola y disparos utilizados

Intervalo [m]	Tipo y diámetro de pistolas [pg.]	Densidad de cargas [c/m]	Fase [grados]	Penetración [pg.]
3997-4027 4034-4064	4 5/8	17	60	20.84
3845-3862	7	40	135	13.29
Diámetro de orificio [pg.]	Tipo de explosivo	Temperatura de trabajo	Técnica de disparo	Observaciones
0.28	HMX ²⁴	52	Hidráulico	Bajo balance de 500 psi a favor de la formación
0.26	HMX	52	Hidráulico	Bajo balance de 500 psi a favor de la formación

A partir de la correlación de registros con ayuda de la marca radioactiva, y la zona de interés se calibran las pistolas para iniciar el disparo del intervalo.

- a) Con Unidad de Alta Presión, el DST represionó el espacio anular a través de la línea de matar con 1400 psi. Abriendo la válvula de cierre en fondo (en posición de prueba) se mantuvo represionado el espacio anular durante toda la prueba de presurizado.
- b) Con Unidad de Alta Presión se efectuó disparo de pistolas TCP 4 5/8" represionando en directo (TP) con 6300 psi donde se descargó presión a

²⁴ **HMX**: Denominación genérica de un Explosivo Alto con reacción mayor a 1500 m/s, comúnmente usado en la perforación de tuberías.

300 psi como testigo monitoreando por un minuto. Observando caída de presión a '0' psi estabilizando misma a 250 psi.

- c) Con válvula de cierre en fondo abierta en candado y válvula inversa abierta (posición de prueba) se probó nitrógeno por líneas de 2" de la unidad inyectora a cabeza de prueba de 15 K con 250-7000 psi durante 10 min.

V.7. Seguimiento Operativo: Inducción

- a) Con válvula de cierre en fondo en posición "abierta en candado" y la válvula de circulación en posición de prueba, las líneas de la unidad de inyección a la cabeza se probaron satisfactoriamente.
- b) Posteriormente con la válvula de cierre de fondo en posición "abierta en candado" se represionó el EA, cerrando la válvula de circulación inversa descargando presión y observando apertura de puertos de circulación de la misma válvula.
- c) Con bomba del equipo se circuló en inversa a través de la línea de matar desplazando 40 [bls] de aceite sintético por salmuera cálcica de 1.36 gr/cc con 20% de glicol con un gasto de 3 [bls].
- d) Desplaza en directo (TP) salmuera de bromuro de calcio 1.36 gr/cc por nitrógeno con un gasto de 25 m³/min. Y pbbeo²⁵=4500 psi y un bbeando²⁶= 4460 m3. /min] y bombeo de 150 psi.
- e) Finalmente se descarga la presión a cero ciclando la válvula de cierre en fondo a posición cerrada y la válvula de circulación inversa. Se vuelve a represionar ciclando la válvula de cierre en fondo a posición abierta en STD y la válvula de circulación inversa en posición de prueba, para mantener la presión durante la prueba del pozo.

²⁵ **Pbbeo:** Presión de bombeo.

²⁶ **Bbeando:** Volumen bombeado

V.8. Seguimiento Operativo: Evaluación del Intervalo

La evaluación del intervalo de interés es la intervención de varias actividades que la conforman. Éstas llevan un seguimiento operativo para la obtención de datos que se recolectan con la sarta DST-TCP. Las actividades que conforma la evaluación del intervalo se ejecutan en el orden siguiente:

- a)** Prueba de líneas
- b)** Ciclar válvulas (Primera etapa)
- c)** Desplazamiento
- d)** Ciclar válvulas (Segunda etapa)
- e)** Limpieza del pozo
- f)** Aforo del pozo
- g)** Curva de incremento

Es por ello que se piensa describir de forma general cada uno de los puntos que intervienen en la evaluación de la zona de interés.

V.7.1. Ciclar válvulas

- a)** Primera etapa: Ocupando la unidad de alta presión, la válvula de cierre de fondo (abierta) en candado represionó el espacio anular con 1400 psi. Cerrando la válvula de circulación inversa y descargando presión a 300 psi se observó apertura de puertos de circulación de la misma.
- b)** Segunda etapa: Con ayuda de la unidad de alta presión se represionó espacio anular con 2700 psi manteniendo la presión 20 min. Se descargó a cero ciclando válvula de cierre de fondo a posición cerrada y válvula de circulación inversa a posición de circular y represionó espacio anular con 1400 psi ciclando válvula de cierre a posición abierta y válvula inversa a posición de prueba y mantuvo presión en espacio anular durante prueba del pozo.

V.7.2. Limpieza del pozo

- a) Se abre el pozo a través del ensamble del estrangulador para limpiar mismo, con presión en cabeza de 3890 a 735 psi con una inyección de glicol de 1.6 gl/min.
- b) Cerró pozo en ensamble de estrangulación observando en Sealink incremento de presión de 1580-1630 psi en 15 min y presión en cabeza de 50 psi a 150 psi.
- c) Abrió pozo estrangulado de 1/8" hasta 2" alineado a barco de proceso y se observó una presión en cabeza de 141 psi a 57 psi y una presión por espacio anular de 1356-1435 psi.
- d) Se cierra el pozo para bombear en directo nitrógeno con unidad de inyección a través de la cabeza de flujo, con gasto de 30-55 m³/min y presión de 0-5145psi, volumen bombeado 3550m³.
- e) Abrió pozo estrangulado de 1/8" hasta 3/8" alineado a barco de proceso y se observó incremento de presión en cabeza de 420 psi a 4377 psi paulatinamente.
- f) Limpieza de pozo alineado a través de choke-manifold #2, con estrangulador de 3/8" a 7/16", a barco de proceso. A la par de efectuar preparativos para alinear pozo a través de equipo de aforo y quemador de plataforma. Duración 8 horas y media.
- g) La limpieza se realiza con el pozo alineado por el choke-manifold estrangulado al quemador de plataforma a través del equipo de aforo. por el choke-manifold #2 estrangulado a 7/16" durante 1 hora y media, por el choke-manifold #1 estrangulado de 1/2" a 5/8" durante 10 horas y estrangulado de 5/8" a 3/4" durante 15 horas.
- h) Continúa limpiando pozo alineado al quemador de plataforma a través del equipo de aforo por estrangulador con apertura de 3/4" a 3/8" y un estrangulador franco de 1/2" estabilizando presiones y temperaturas en equipo de aforo. La presión en cabeza fue de 2238-4520 psi registrando una temperatura en la Cabeza de 14.3-12.6 °C. 4 horas y media.

- i) Se estabilizaron presiones y temperaturas en el equipo de aforo, terminando la limpieza del pozo con una presión en cabeza de 2520 psi a 12.5°C.

V.7.3. Aforos

- a) La primera muestra obtenida por el equipo de aforo, se obtuvo alineando el pozo a través del equipo y el quemador de la plataforma. Donde se observó 100% de agua, a una temperatura de 21°C y 274924 PPM de gas en la muestra recuperada. Con lo que se siguió limpiando el pozo después del disparo con el equipo de choke-manifold alineándolo al pozo.
- b) Continuando con el pozo alineado al quemador de plataforma a través del equipo de aforo por estrangulador fijo número 1 con apertura de 3/8" y estrangulador franco por presión en cabeza se obtuvo una muestra que contiene un condensado al 30%, 69.8% de agua y glicol al igual que trazas radiactivas.
- c) Siguiendo el pozo alineado al quemador de plataforma, se recuperó una muestra en choke-manifold de 55% de condensado, agua y glicol a 45 %. Al mismo tiempo que se recuperaron muestras de fondo con muestreros PVT.
- d) Se continuó con el aforo del pozo, abriendo estrangulador variable de 3/8" a 7/16" y estrangulador fijo en 1/2" a través del equipo del aforo al quemador, estabilizando presiones. Ya con pozo fluyendo se siguió aforando el pozo observándose 35% de condensado, 65% de agua y glicol.
- e) Conectando el equipo de aforo al barco de procesos, se analizó una muestra recuperada en el estrangulador 1, que mostró 30% de condensado y 70% de agua y glicol.
- f) Con pozo fluyendo a equipo de aforo por estrangulador fijo número 1 con apertura de 5/8" y estrangulador franco número 2 al quemador de plataforma se observó una presión en cabeza de entre 3100 a 2862 psi y una temperatura de 11.1 a 9.8 °C; con un volumen total de glicol bombeado de 16601 galones y el barco de proceso conectado al equipo de foro, se

recuperó una muestra de 40% de condensando y 60% de agua con glicol, con lo que termina el aforo por estrangulador de 5/8”.

V.7.4. Curva de incremento

- a)** Con la válvula de circulación inversa cerrada en el fondo se desfogó presión abriendo estrangulador al quemador a través del equipo de aforo.
- b)** Con el pozo cerrado en la válvula de circulación inversa se empezaron a tomar registros de información de la corrida con los sensores de telemetría acústica.
- c)** Se instaló el equipo de control de presiones y con la unidad de alta presión se probó el mismo con 2500 a 5500 psi.
- d)** Se metió sonda de toma de información de telemetría acústica con pozo cerrado en el fondo con válvula de circulación inversa, monitoreando presión en chock-manifold.
- e)** Ya con la sonda de registro a 3787 m se toma la curva de incremento con pozo cerrado en válvula de circulación inversa durante 30 hr, en tanto que con la herramienta de telemetría acústica se toma la presión del sensor de fondo telemétrico registrando 7086 psi.
- f)** A la profundidad 3787 m se toma otra curva de incremento con pozo cerrado en válvula de circulación inversa por 40 horas programadas y con herramientas telemétrica se toma presión con el sensor de fondo de 7094.56 psi.
- g)** Se suspende la curva de incremento ya que se cuenta con la suficiente información recolectada a 73 hrs de iniciado.
- h)** Se levanta la sonda de registro de telemetría acústica de 3787 m a superficie verificando comunicación entre amplificadores del pozo cerrado en la válvula de circulación inversa en el fondo y observando desfogue de TP a través del equipo de aforo al tanque vertical para desconexión de equipo de telemetría acústica avanzada.

V.8. Aislamiento del intervalo

El aislar el intervalo es el último actividad dentro la terminación del primer intervalo para este pozo-proyecto. El aislamiento está compuesto de varios desarrollos que deben llevarse a cabo, entre estos se pueden mencionar:

- a)** Control de pozo
- b)** Recuperación del aparejo
- c)** Cementación
 - i)** Escarear
 - ii)** Colocación del retenedor
 - iii)** Cementación
 - iv)** Levantamiento de Stinger

Estas acciones constituyen el fin del primer intervalo y sus actividades de prueba, puesto que para el segundo intervalo a modo de terminación definitiva habrá que contemplar el abandono del pozo.

V.8.1. Control de pozo

- a)** Se empezó con el desplazamiento de salmuera cálcica de 1.36 gr/cc por lodo de control de 1.36 gr/cc en líneas de matar y BOSTER cerrando el pozo en la válvula de circulación inversa en posición de circulación.
- b)** Se alineó cabeza de prueba hacía ensamble de estrangulación del equipo de aforo. Con válvula de circulación inversa y ocupando la unidad de alta presión se llenó el interior del aparejo de prueba DST-TCP-SubSea con 10 m³ de bache viscoso dejando como testigo una presión de 500 psi. Para posteriormente represionar con 1500 psi por espacio anular con lodo de control observando apertura de los puertos de la válvula de circulación inversa

Con ayuda de la unidad de alta presión se ciclo válvula de circulación inversa de su posición de circulación a la prueba, para posteriormente bombear contra formación por interior del aparejo de prueba lodo sintético, observando un abatimiento de presión de cero psi en 10 minutos.

V.8.2. Recuperación del aparejo

- a)** Se circuló el pozo en directo por TP con preventor anular inferior cerrado a través del separador con gas/lodo, desplazando volumen entre empacador y la base de los disparos.
- b)** Continuando con la eliminación de los accesorios de la sarta, empezando con la cabeza de prueba, protectores de umbilical de nipples y lubricador SubSea del pozo, quitando controles hidráulicos del mismo, todo llevándose a cabo mientras se monitorea en TV.
- c)** Se siguió levantando el aparejo DST-TCP a 3540 m lentamente para observar el umbilical de válvula SubSea e inyectoras de glicol, a la vez para recuperar repetidores de telemetría acústica.
- d)** A los 1874 m a los que ha sido levantado la sarta de prueba se recupera el sistema electrohidráulico SeaLink, un repetidor y portaregistrador de telemetría acústica.
- e)** Levantando el aparejo DST-TCP-SubSea de 1874 a 930 m se han eliminado varias de las herramientas de telemetría acústicas como son repetidores, portaregistradores electrónicos con dos sensores electrónicos de memoria.
- f)** La última etapa de recuperación de 930 m a la superficie se recuperan las herramientas faltantes de la sarta de prueba. Para finalizar la recuperación total se extraen las cuñas deslizables concluyendo con la limpieza en el piso de perforación.

V.8.3. Cementación

V.8.3.1. Escarear

- a) Efectuando mantenimiento a Top-Drive se preparó para introducir el molino y escariador a 3990 m cuantificando el volumen de acero desplazado.
- b) Con molino y escariador a la profundidad descrita se circuló el pozo con movimientos recíprocos.
- c) Se levantó el molino y el escariador de una profundidad de 3990 a 2900 m, llenando el volumen de acero extraído y circulando por la línea del BOOSTER.
- d) Para concluir la extracción del molino y escariador se levanta a superficie donde es desarmado.

V.8.3.2. Colocación del retenedor

- a) El retenedor de cemento se arma para una TR de 9 5/8" el cual se baja a 3930 m.
- b) A la profundidad de 3930 m se ancló el retenedor y verificó anclaje probando la válvula interna, sello de retenedor y el tapón ciego, por el espacio anular con una presión de 1000 psi.

V.8.3.3. Bombeo de cemento

- a) Se comienza efectuando una prueba de admisión bombeando 19 bls a un gasto de 0.5 a 3.0 bpm. Cerrando el pozo en TP estabilizando con 1380 psi.
- b) Cerrando el preventor anular inferior y alineando el pozo al choke-manifold aplicando 500 psi de contra-presión, se inició bombeo de 4.77 m³ de bache espaciador para lodo base aceite. Continuando con la mezcla y bombeo de 1.83 m³ (2.5 tons de cemento) de lechada para cementación de tubería de revestimiento con 400 lt de sistema de control de gas para una temperatura

hasta 100°C. Desplazó con 243 bls de fluido de control de para posteriormente conectar stinger a retenedor y desplazando 46.5 bls de fluido de control. A lo que se observó 1200 psi al paro del bombeo. Desenchufó stinger de retenedor observando abatimiento de la presión a 0 psi.

- c) Con el preventor anular inferior cerrado y stinger se circuló en inversa 1.5 veces la capacidad de la TP a 3928 m, observando la salida de bache espaciador.

V.8.3.4. Levantamiento de Stinger

- a) Se levantó stinger de 9 5/8" de 3928 m a 2600 m con el pozo alineado al TK de viajes.
- b) De la profundidad de 2600 a 1072 metros se sigue levantando el stinger con el pozo alineado al TV.
- c) Con el stinger a 1072 metros (extremo inferior) se instalan combinaciones de enlace por debajo de la herramienta de prueba.

V.9. Seguimiento Operativo: Control de Hidratos

El glicol para el control de hidratos se suministra desde que empieza la limpieza del pozo. Y se utiliza de forma constante en todo el proceso de la prueba de formación, ya que es importante mantener un control de los hidratos en todo momento.

De esta manera el glicol se acondiciona a la salmuera con un 10 a 20% de su volumen para ser desplazado por la línea de matar; para poder efectuar con éxito la prueba de transmisibilidad.

Posterior a esta primera inyección de glicol, éste tiene un papel más activo en el momento de bajar la sarta DST-TCP.

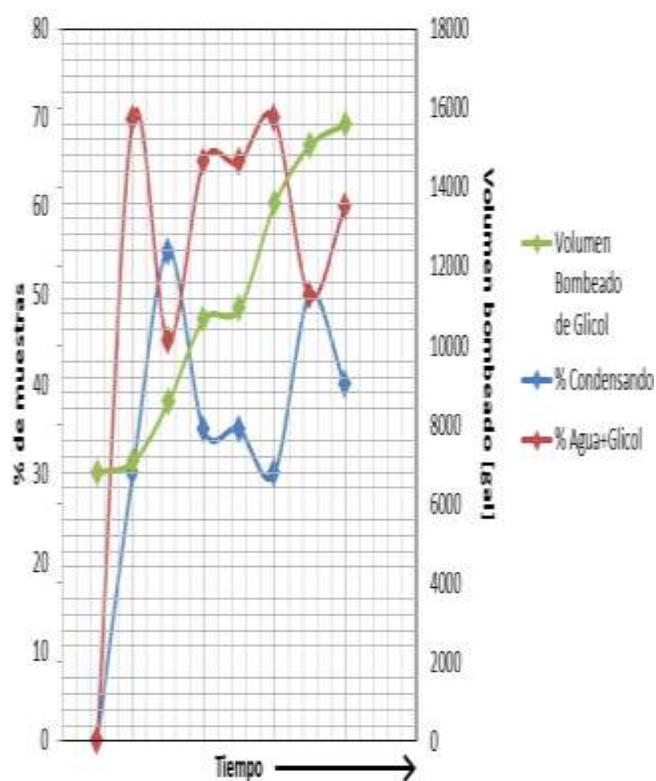
- a) Durante el armado y bajado de la sarta DST-TCP se instaló polea para línea de inyección de glicol, realizándose una prueba de flujo libre a través de niple de inyección de 7 ½” con puerto de inyección de 2.75”, con un gasto promedio de 200 lt/hr. Se continuó bajando sarta de prueba hasta 1662.09 m.
- b) Al instalar la bola colgadora y con el centralizador de 16” se conectó la línea de inyección de ½” de niple de inyección inferior del BOP CAN, conectando el sistema hidráulico (Sealink) para la válvula de control submarina una válvula retenedora, mandril de inyección de 11” de 10 [K] con inyección máxima de 500 lt/hr.
- c) Con la sarta de prueba a 4033.9 m, se efectuó prueba de inyección de glicol.
- d) Cuando se empieza con la limpieza del pozo después del disparo, se abre el pozo a través del ensamble del estrangulador, junto con inyección de glicol de 1.6 [gal/min] en el niple de 11” y 200 lt/hr en el niple de 7 ½”. Por el niple inferior con 0.4 [gal/min] y una presión de 5800 psi y por niple superior 1.4 [gal/min] y presión de 3260 psi.
- e) Con bombeo constante de glicol 1.7 [gal/min] y presión de bombeo de 5500 psi. Se efectuaron preparativos para alinear el pozo a través del equipo de aforo y quemador de plataforma.
- f) Al término de la limpieza del pozo por el equipo de aforo, se bombeo un volumen de 6797 galones de glicol.

Seguido de la limpieza del pozo, se empieza con el aforo del mismo siendo primero alineado al quemador de la plataforma y tomando muestras representativas en el choke-manifold. Posteriormente con pozo fluyendo al equipo de aforo por estrangulador y recolectando muestras, se puede observar el comportamiento del volumen inyectado de glicol respecto al porcentaje de condensado y corte de agua con glicol encontrado en las muestras obtenidas.

La **Gráfica 5.2** nos da una relación de glicol bombeado respecto al corte que agua que se presenta en el pozo, en donde las muestras recolectadas muestran el

porcentaje de condensados y el agua con glicol, esto se debe a que para la formación de hidratos es necesario que existan las condiciones de baja temperatura, alta presión, gas y presencia de agua, con el incremento en el corte de agua, es necesario incrementar el volumen de glicol a inyectar para inhibir la formación de hidratos.

Vol. de glicol bombeado [gal]	Muestra		
	Condensado [%]	Agua + Glicol [%]	Temp. °C
6797	0	0	12.5 °
7054	30	69.8	23°
8555	55	45	23°
10662	35	65	23°
10925	35	65	23°
13574	30	70	19°
15053	50	50	22°
15595	40	60	19°



Gráfica 5.2. Volumen bombeado de glicol & Corte de agua

V.10. Finalización del primer intervalo

Para la evaluación del primer intervalo se realizó un seguimiento puntual de las actividades que se desarrollaron. De este modo se logró documentar en detalle la forma de ejecutar la terminación con una sarta DST-TCP con telemetría acústica en aguas profundas a fin de poder observar los resultados obtenidos.

V.11. Finalización del segundo intervalo

En el segundo intervalo el desarrollo es similar al primer intervalo salvo que las profundidades que se manejan para la introducción del aparejo y los disparos cambian respecto a la zona de interés.

Por lo cual las actividades llevadas a cabo en el segundo intervalo se darán de forma general englobando los seguimientos operativos ya antes descritos.

1. Bajó sarta de limpieza a 3930 m, checando cima de retenedor de 9 5/8"
2. Efectuó desplazamiento de lodo de 1.36 gr/cc por agua de mar, bombeando baches de 0.5 m³ cada uno de aceite sintético seguido de 0.5 m³ cada uno de bache espaciador 1.10 gr/cc
3. Desplazó agua de mar por salmuera binaria CaCl₂-CaBr₂ de 1.25 gr/cc al 10% de glicol en líneas de matar, estrangular y BOOSTER.
4. Efectuó prueba de transmisibilidad de presión con sensor de presión y temperatura de memoria a 3652 m.
5. Metió aparejo de prueba DST-TCP-SubSea por lingada de TP de 4" a la profundidad de 3862 m.
6. Metió sonda de registro GR-CCL de 1-11/16", a 3800 m libre y levantó tomando registro de correlación del intervalo 3800-3400 m, saco sonda a superficie.
7. Efectuó ajuste definitivo posicionando pistolas en el intervalo 3845-3862 m (M.I) y ancló empacador de 9 5/8" a la profundidad de 3672 m.
8. Desplazó 1960 m lineales de salmuera de 1.26 gr/cc por aceite sintético para generar el bajo balance.
9. Realizó disparo al intervalo 3845-3862 m presurizando con 6300 psi, por 1 min. Descargando presión a 300 psi, abatiéndose a cero a los 4 min
10. Desplazó en inverso aceite sintético 0.78 gr/cc por salmuera 1.25 gr/cc un volumen de 60 bls.

11. Efectuó desplazamiento en directo de salmuera 1.25 gr/cc por nitrógeno con un gasto de 20-40 m³/min, pbba= 831-4050 psi, volumen 4560 m³, volumen recuperado de salmuera 70.5 bbl.
12. Con pozo de alineado a barco de proceso, realizó limpieza de pozo por estrangulador 3/8", 7/16", 1/2" y 5/8"
13. Realizó aforo por 3/8", 7/16", 1/2" y 5/8" por 12 hr cada estrangulador.
14. Con sonda de telemetría acústica avanzada a 3,620 m efectuó curva de incremento de presión por 100 hr.
15. Efectuó prueba de hermeticidad al aparejo de prueba DST-TCP-SubSea con 2000 psi por 10 min.
16. Efectuó control de pozo con lodo de perforación de 1.25 gr/cc.
17. Desancló empacador tensionando con 10,000 lb sobre su peso. Ok.
18. Recuperó Aparejo DST-TCP-SubSea a superficie.
19. Bajó y ancló retenedor de cemento para TR de 13 5/8" a 3500 m.
20. Realizó cementación forzada con 69 bls de lechada de cemento de 1.95 gr/cc.
21. Metió tubo difusor de 5" 25.6# S-135 54 m con TP 5 7/8" 26.5# S-135 a 2500 m. Realizó TxC balanceado con 103 bls de lechada de cemento de 2.00 gr/cc. Esto para poder realizar el abandono del pozo con un tapón de cemento de 150 m, ya que por experiencia se sabe que 50 metros de la lechada se pueden contaminar

Con las actividades de disparos y evaluación concluye el segundo intervalo y el abandono del pozo-proyecto (**Figura 5.4**).

De esta manera se concluyó el pozo-proyecto que servirá de referencia y correlación para pozos futuros en esta área. Siendo el propósito fundamental de este pozo-proyecto el de exploración.

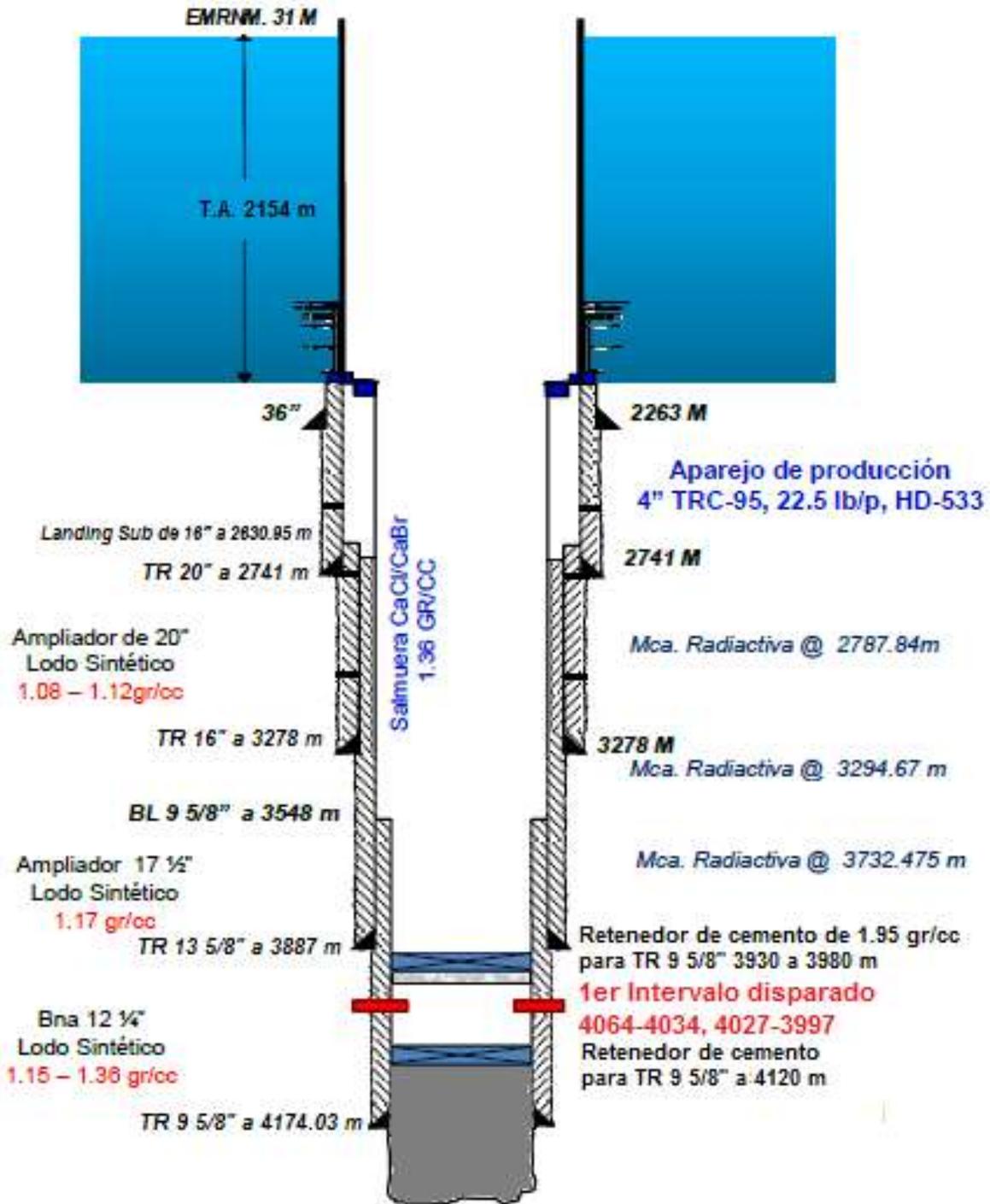


Figura 5.3. Estado mecánico final del primer intervalo

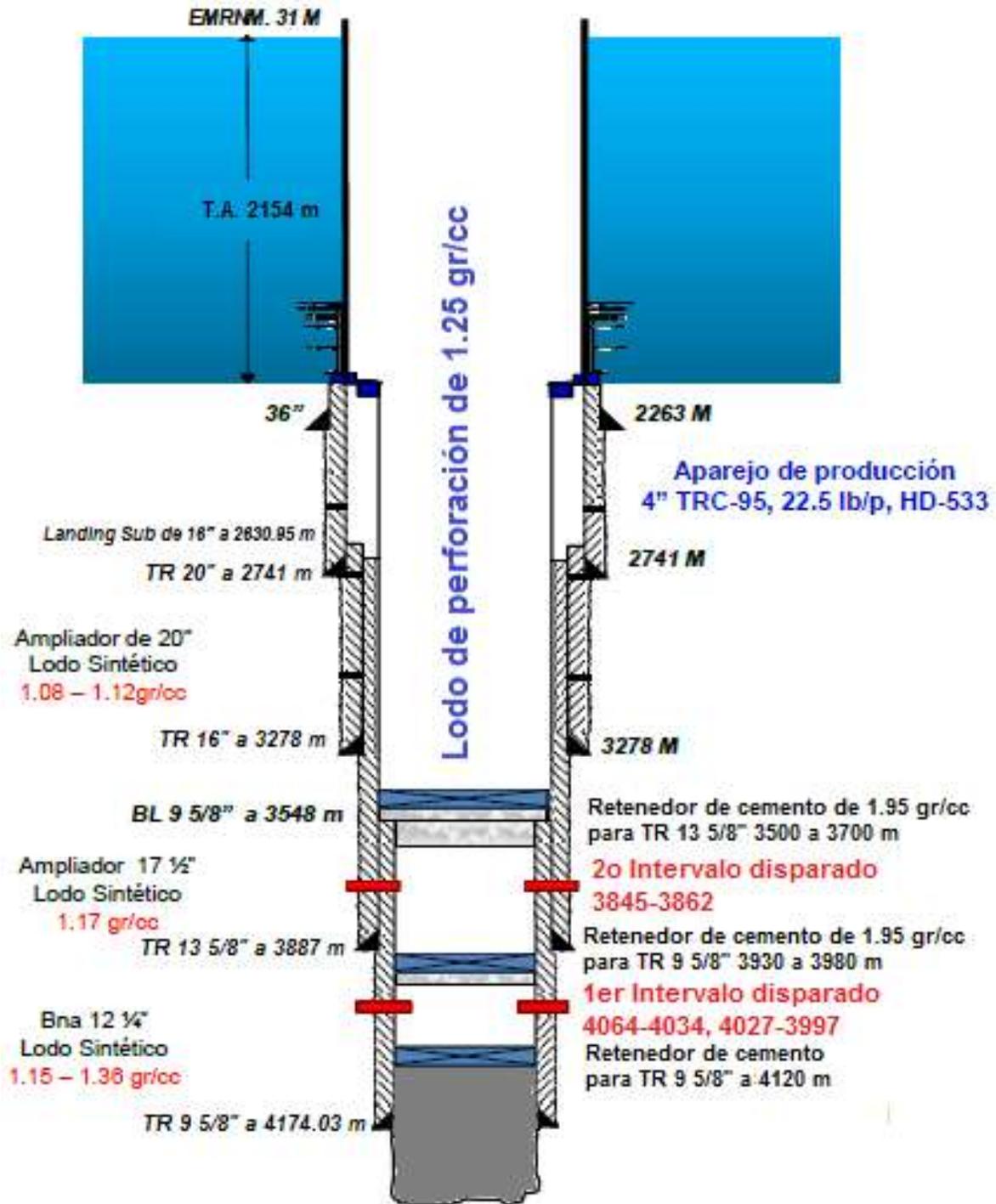


Figura 5.4. Estado mecánico final del segundo intervalo

Conclusiones

El verdadero progreso es el que pone la tecnología al alcance de todos.

Henry Ford

La planeación y ejecución de un pozo desde su inicio es un proceso que se lleva a cabo en varias etapas. Para la realización de un nuevo proyecto se necesita una gran cantidad de tiempo, esto hace esencial cumplir la calendarización que se tiene programada, debido a que cuando estos llegan a ser sobrepasados, generan cargos a la paraestatal PEMEX.

El propósito fundamental de un pozo exploratorio es conseguir el máximo de información al momento de su perforación y en la terminación, aunado a esto, evaluar la formación y obtener un estimado del flujo de producción que puede aportar y hacer una determinación de la acumulación probable que se encuentre en el yacimiento entre otros.

La eficiencia de llevar a cabo un pozo está dada por su diseño, planeación y a su tiempo de reacción de eventos inesperados tomando las decisiones más adecuadas en momentos críticos. Es por ello que se toman medidas para estar preparados en caso de varias situaciones inesperadas, sin embargo no todas se pueden controlar, tal es el caso del mal tiempo en la cual se debe recurrir al paro de actividades para no afectar de manera colateral el avance obtenido en el pozo en el que se está trabajando.

Primera Conclusión

En aguas someras la variación de temperatura desde el piso de perforación hasta el lecho marino es mínima, por lo que el modelo de temperatura es casi el mismo para perforar y producir en tierra.

A diferencia de la perforación en aguas someras, en aguas profundas se tiene un comportamiento de la temperatura más complejo debido al tirante de agua, puesto que conforme se va avanzado desde el nivel del mar hasta el lecho marino se tiene una reducción de la temperatura que llega a aproximarse a cero grados centígrados, sin embargo pasando el umbral del lecho marino la temperatura comienza a elevarse.

Es debido a este comportamiento en pozos de aguas profundas que las condiciones de flujo varían desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que puede ocasionar condensación de líquidos, formación de hidratos, formación de cristales, cambio en la viscosidad de los líquidos que se condensaron, entre otros.

Por lo que fue necesario emplear tres sensores de presión y temperatura bajo el lecho marino, uno más sobre lecho marino y finalmente uno a la mitad de la longitud del tirante de agua, De esta manera el uso de varios sensores a través de la longitud de la sarta DST-TCP ayudó a recolectar la información en tiempo real del comportamiento del fluido a lo largo de la tubería, para de este modo generar posteriormente un modelo que pueda describir de manera más confiable su comportamiento para este tipo de condiciones. El uso de varios sensores de presión y temperatura a lo largo de la sarta DST-TCP sirvió como precaución, para que en dado caso que hubiera algún fallo no se perdiera comunicación a cualquier profundidad.

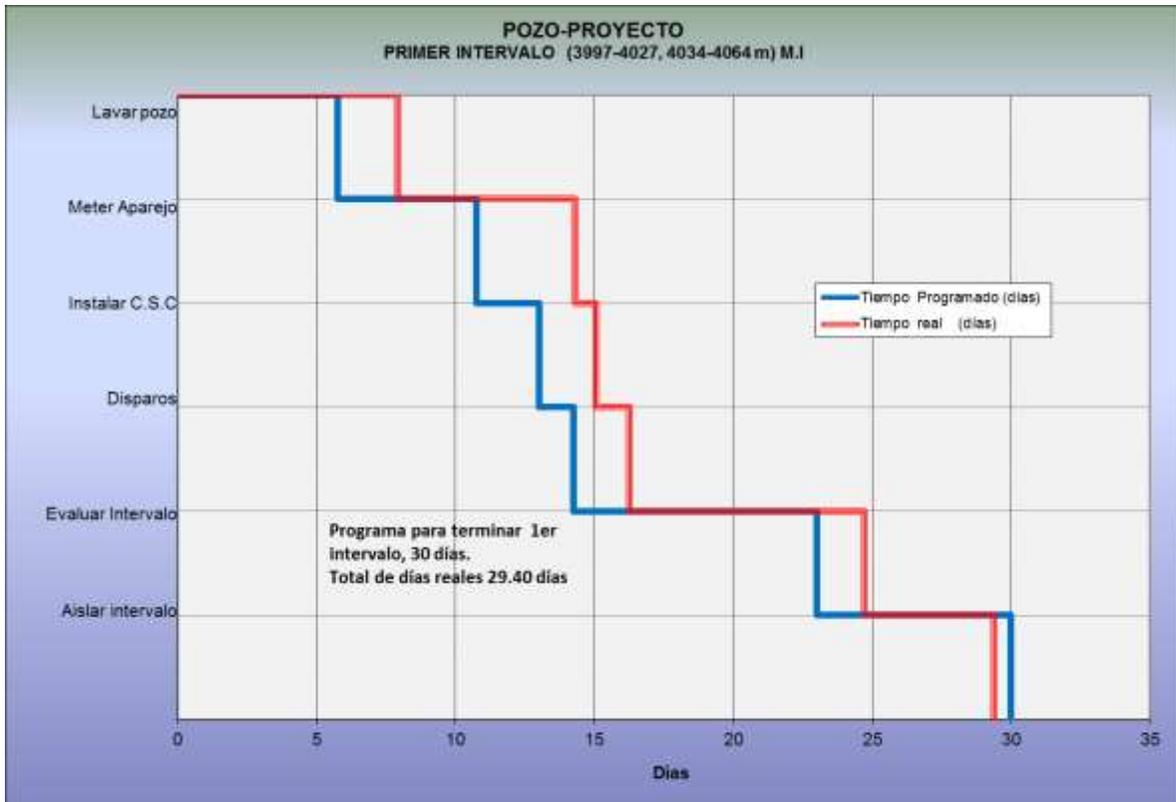
Segunda Conclusión

Una de las ventajas de hacer uso del sistema de telemetría acústica avanzada es el de poder validar los disparos, esto se logró adquiriendo datos en tiempo real de los sensores 1 y 2 antes de anclar el empacador y después de finalizar los disparos. Al igual se recolectaron datos para el periodo de limpieza y aforo del pozo con los sensores 3,4 y 5. También gracias al nuevo sistema, la realización de la curva de incremento del primer intervalo, el cual tenía 100 horas programadas, se efectuó en 73 horas.

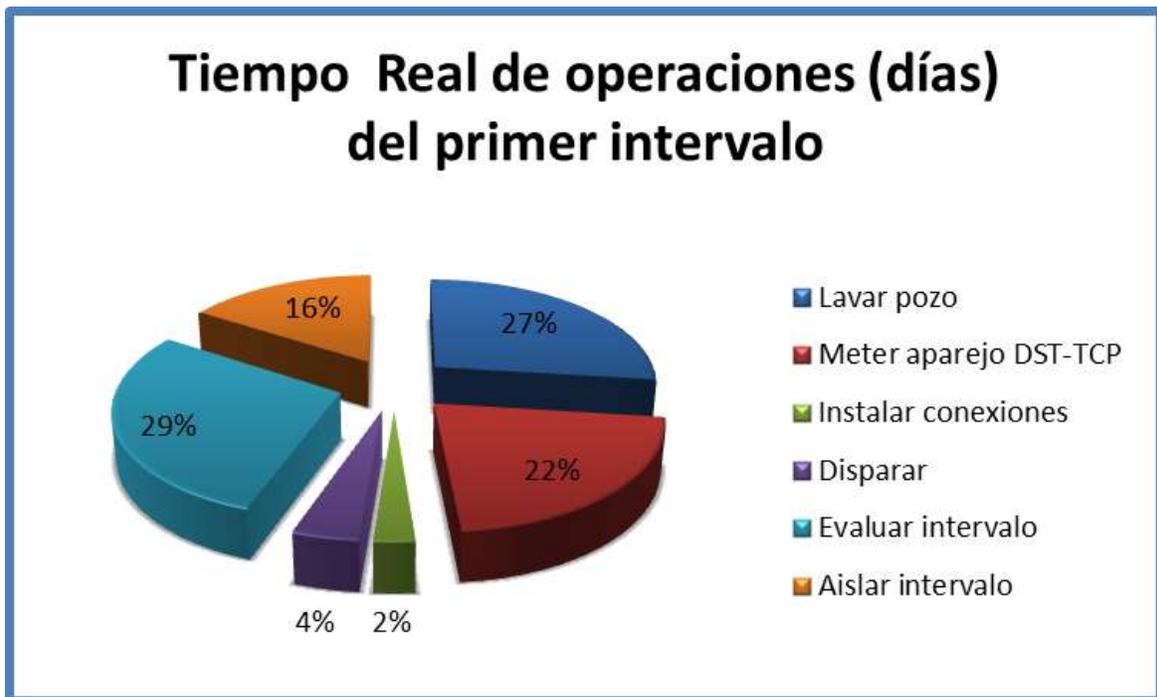
La ayuda de la sarta de telemetría acústica avanzada se dio en los momentos cruciales al efectuarse los disparos, en el monitoreo de la formación de hidratos, tanto en las pruebas de presión realizada a los equipos como un respaldo a los registros normales que se utilizan, al igual que poder utilizar las mismas señales del sistema de telemetría acústica como activadores en dos direcciones y gracias al uso de repetidores de señal colocados en la tubería para magnificar las ondas acústicas en el interior de la misma fue posible tener un buen flujo de comunicación.

La terminación de este pozo-proyecto estuvo planeada para un total de 67 días, 30 días para el primer intervalo y 37 días para el segundo. Debido a la rápida respuesta del equipo que conformó la Unidad de Perforación de Aguas Profundas ante los problemas y a la eficiencia operativa se llegó a tener un mejor tiempo que el estimado, ahorrándose 9.5 días.

Las técnicas empleadas en la ejecución de la terminación del pozo como la utilización de la sarta de telemetría acústica cumplieron su propósito de minimizar los tiempos que se utilizan.



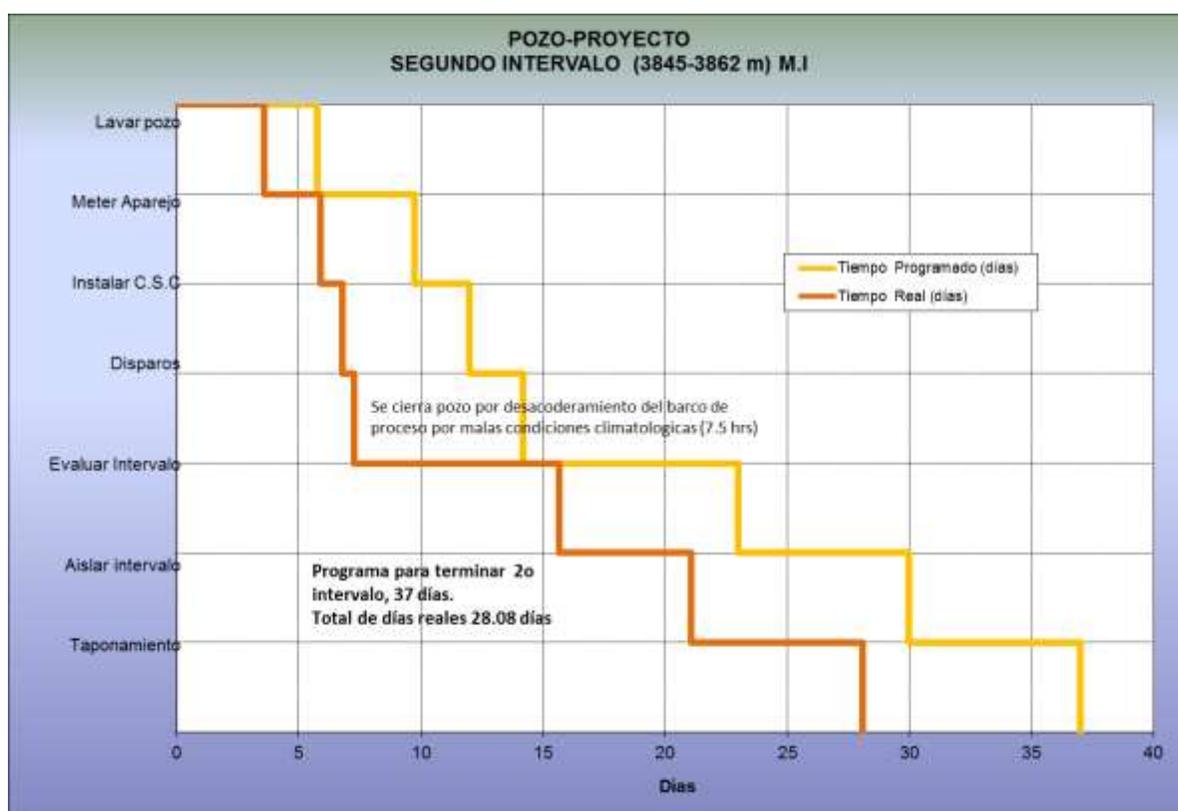
Gráfica 6.1. Comparación de Tiempo Programado y Tiempo Real en días del primer intervalo



Gráfica 6.2. Porcentaje de tiempo de operaciones del primer intervalo

Tercera Conclusión

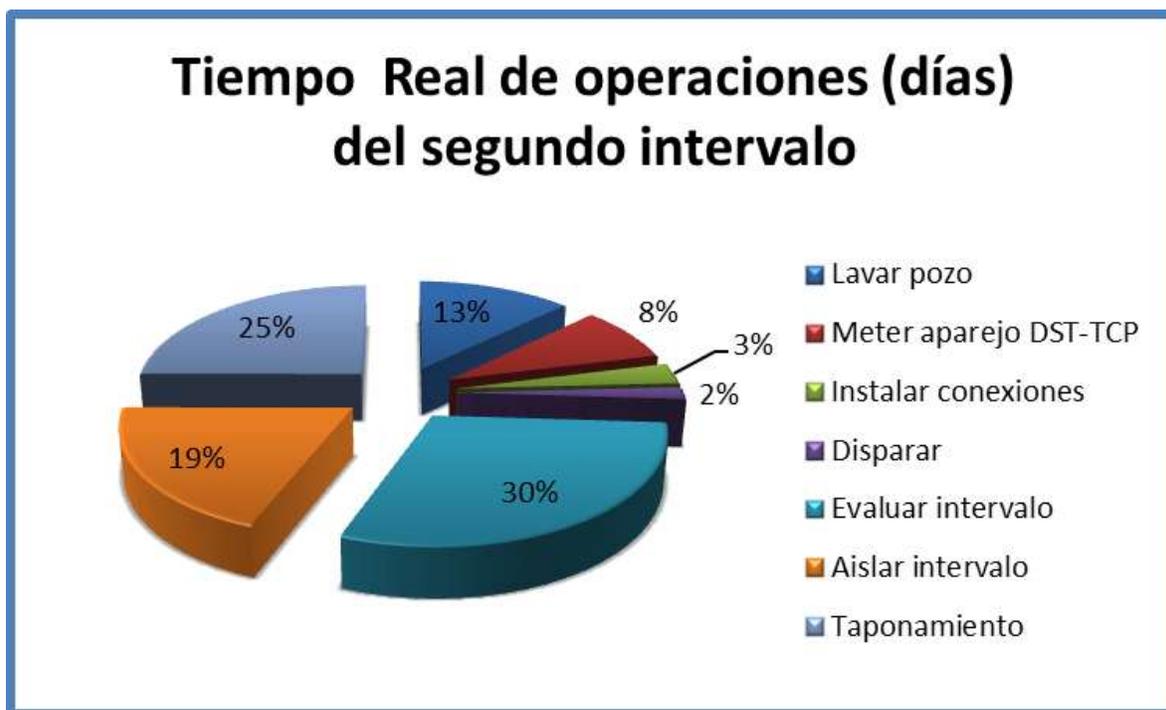
El costo aproximado de un pozo en aguas profundas es de 150 millones de pesos^{xxxvii}, y la reducción del tiempo de operaciones del proyecto permite tener ahorros considerables en cuanto a la renta de los equipos como la plataforma e instrumentos dentro de la misma. Solo con el tiempo ahorrado en la realización de la curva de incremento del primer intervalo se ahorraron aproximadamente 500 mil dólares, un equivalente de 6.5 millones de pesos, considerando el tiempo total que se redujo en el proceso se obtuvo un ahorro de 4.75 millones de dólares aproximadamente solo en la renta de la plataforma.



Gráfica 6.3. Comparación de Tiempo Programado y Tiempo Real en días del segundo intervalo

Al momento de finalizar, este proyecto fue el mayor éxito en aguas profundas, no solo por el uso eficaz de la nueva herramienta, sino por la información extraída, siendo el pozo con la mayor producción de gas hasta el momento en aguas

profundas, dando buenas expectativas para el desarrollo del campo. Este pozo-proyecto permitió identificar cinco yacimientos de gas húmedo confirmando el potencial de la provincia marina de Catemaco convirtiéndose en el pozo de mayor productividad de gas húmedo en aguas profundas mexicanas.^{xxxviii}



Gráfica 6.4. Porcentaje de tiempo de operaciones del segundo intervalo

Primera Recomendación

Pemex se encuentra en una campaña agresiva de incorporación de reservas, por ello la exploración en aguas profundas se vuelve de vital importancia, ya que se estima que ahí se encuentra el 58% de los recursos prospectivos del país, debido a que estos son recursos que necesitaran ser explotados a futuro es importante que desde este momento se empiece a asimilar tecnología y obtener experiencia para la explotación de este tipo de campos con el fin de mejorar las técnicas que se emplean y en algún momento poder desarrollar tecnologías propias.

Segunda Recomendación

Para que México y su paraestatal Pemex sigan siendo una de las empresas líderes, tiene que incorporar tecnología de punta en su infraestructura, además de participar en investigación que permita optimizar el tiempo de desarrollo de sus pozos exploratorios, sobre todo en aguas profundas.

Es imperativo continuar aplicando las técnicas y experiencias adquiridas en otros pozos para la mejora de la seguridad en las plataformas petroleras, ya que la explotación en aguas profundas conlleva grandes riesgos a los trabajadores que manejan los equipos, además de que éstos cumplan con los objetivos para los que fueron diseñados acortando el tiempo de operación. También es importante mencionar que al tener un mejor desarrollo tecnológico e incorporación de métodos de seguridad, se pueden prevenir problemas en las plataformas, logrando de este modo generar ahorro de tiempo y dinero al no tener que arreglar problemas que se pueden evitar.

Tercera Recomendación

Mejorar los métodos de utilización del Sistema de Telemetría Acústica para que no se tenga la necesidad de utilizar un cable y ser totalmente inalámbrico, puesto que una falla presentada en su utilización en el primer intervalo fue que se aplastó el cable transmisor durante su instalación. Además se debe pensar en perfeccionar los materiales que componen el Sistema de Telemetría ya que en pozos de mayor profundidad puede que se presenten complicaciones por las grandes presiones y altas temperaturas provocando que no se registre la información deseada o no exista comunicación con el pozo.

ANEXO A: Lavado de pozos

Volumen o longitud lineal de baches

- 150 m lineales en el espacio anular más amplio.

$$Vol = 0.5067(d_2^2 - d_1^2) * 150$$

- 10 minutos de tiempo de contacto en el espacio anular

$$Vol = q * 37.85$$

Máxima presión diferencial en el desplazamiento

$$\Delta p = \frac{prof_{vert} * (\rho_{fp} - \rho_{fs})}{10}$$

Sí $\Delta p \geq p_{tbl}$  UAP

Sí $\Delta p \leq p_{tbl}$  BL

Baches lavadores

El fluido lavador representado por el modelo Newtoniano se define matemáticamente como sigue:

$$\tau = \text{esfuerzo de corte}$$

$$\tau = \mu \gamma \quad \gamma = \text{velocidad de corte}$$

$$\mu = \text{viscosidad}$$

Determinación del gasto adecuado de lavado

$$N_{Re} \leq 2100 \quad \text{Flujo Laminar}$$

$$N_{Re} \geq 2100 \quad \text{Flujo Turbulento}$$

$$\bar{v} = \frac{N_{Re} \mu}{6318.7 \rho (d_2 - d_1)}$$

$$q_{min} = 2.448 \bar{v} (d_2^2 - d_1^2)$$

$$v_{sl} = \frac{1152(\rho_s - \rho)d_p^2}{\mu}$$

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_{fl}}$$

Baches viscosos

Determinación del gasto adecuado de lavado

Determinación del índice de comportamiento de flujo:

$$n = 3.322 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

Obtención del índice de consistencia

$$K = \frac{510\theta_{300}}{511^n}$$

Cálculo del número de Reynolds crítico

$$N_{Re\ c} = 3470 - (1370)n$$

$$N_{Re} \leq N_{Re\ c} \quad \Rightarrow \quad \text{Flujo Laminar}$$

$$N_{Re} \geq N_{Re\ c} \quad \Rightarrow \quad \text{Flujo Turbulento}$$

Obtener la velocidad crítica

$$N_{Re\ c} = \frac{6318 \rho \bar{v}(d_2 - d_1)}{\mu_a}$$

$$\mu_a = \frac{K(d_2 - d_1)^{(1-n)}}{144 \bar{v}^{(1-n)}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n$$

$$v_c = \left\{ \frac{N_{Re\ c}}{909893 \rho} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208 (d_2 - d_1)} \right)^n \right\}^{\frac{1}{2-n}}$$

Determinar el gasto mínimo de bombeo

$$q_{min} = 2448 \bar{v}_c (d_2^2 - d_1^2)$$

Determinación de la eficiencia de transporte

$$v_{sl} = 692 \frac{d_p^2}{\mu_a} (\rho_s - \rho)$$

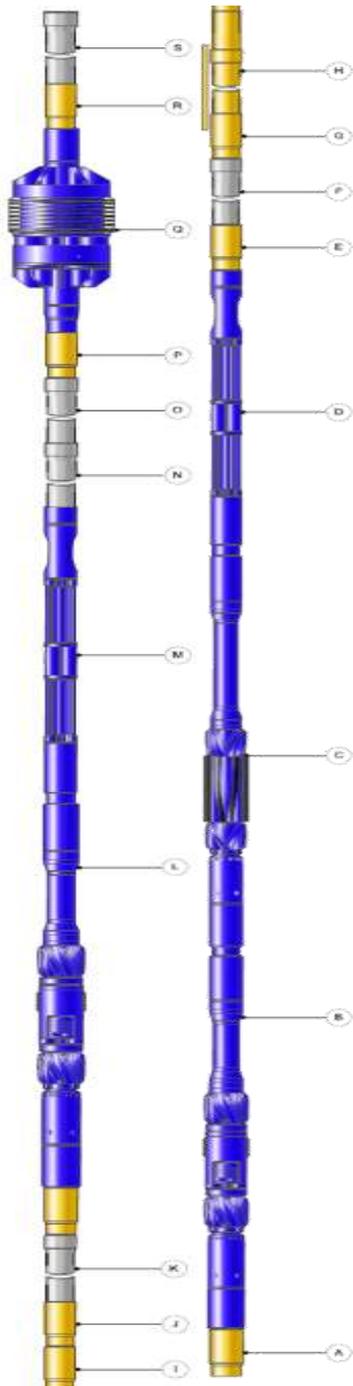
$$\mu_a = \frac{K(d_2 - d_1)^{(1-n)}}{144 \bar{v}^{(1-n)}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n$$

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_{fl}}$$

Nomenclatura

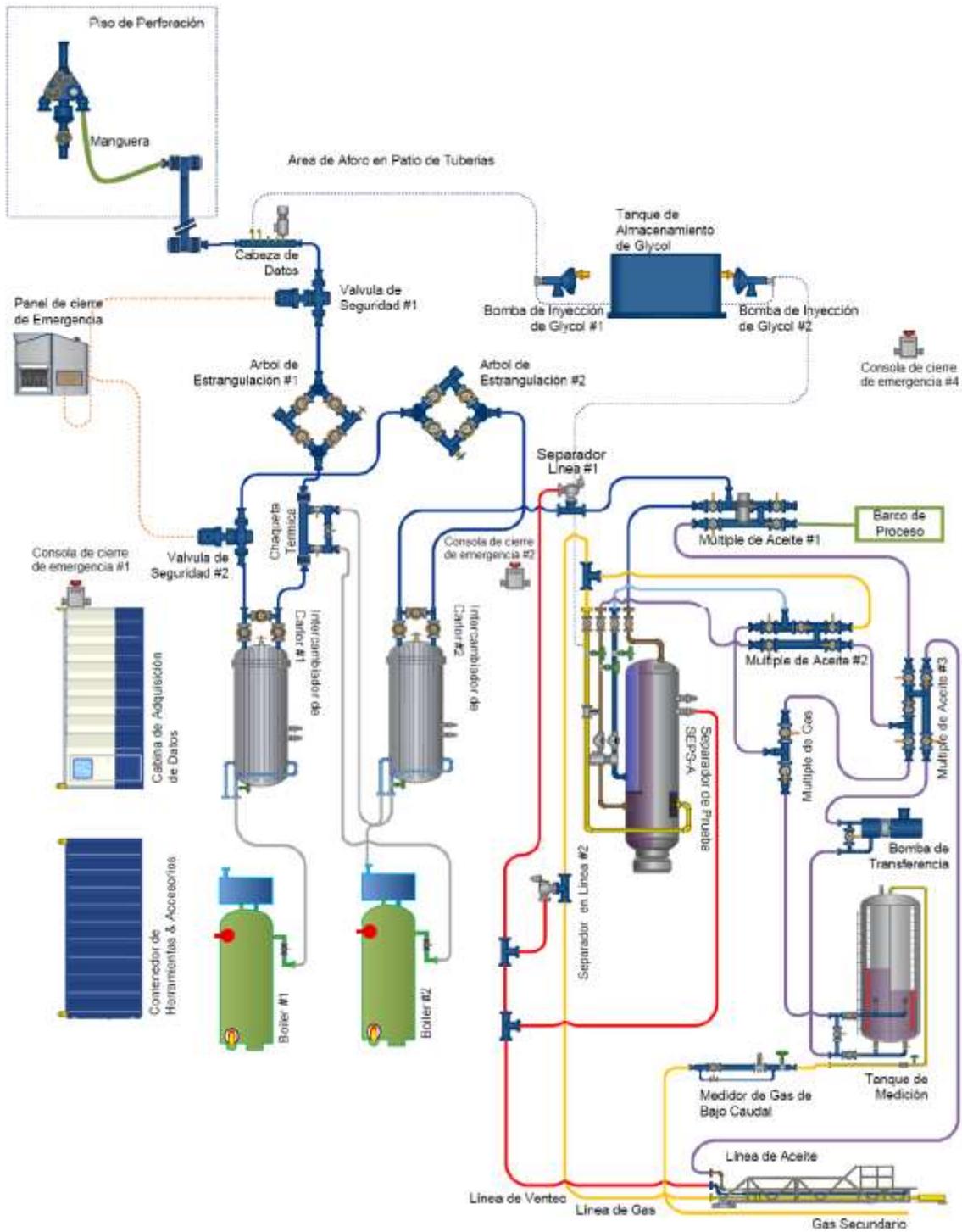
d_p	= diámetro de la partícula (pg.)	Vol	= volumen de los baches (lt)
d_1	= diámetro externo de la T.P. (pg.)	v_{sl}	= velocidad de deslizamiento (pies/seg)
d_2	= diámetro interno de la T.R. (pg.)	ρ	= densidad de los baches (gr/cc)
F_T	= factor de transporte (%)	ρ_{fl}	= densidad del fluido lavador (gr/cc)
K	= índice de consistencia (eq cp.)	ρ_{fs}	= densidad del fluido separador (gr/cc)
n	= índice de comportamiento de flujo	ρ_{fp}	= densidad del fluido de perforación (gr/cc)
N	= velocidad del rotor Fann	ρ_s	= densidad de la partícula (gr/cc)
N_{Re}	= número de Reynolds	Δp	= diferencial de presión (kg/cm ²)
$N_{Re c}$	= número de Reynolds crítico	θ_N	= lectura del viscosímetro Fann a velocidad N
p_{tbl}	= presión de trabajo de la bomba (kg/cm ²)	θ_{300}	= lectura del viscosímetro Fann a 300
$prof_{vert}$	= profundidad vertical de la sarta (m)	θ_{600}	= lectura del viscosímetro Fann a 600
q	= gasto de bombeo (gal/min)	μ_a	= viscosidad aparente (cp.)
v	= velocidad media de flujo (pies/seg)	μ	= viscosidad (cp.)
v_c	= velocidad crítica de flujo (pies/seg)		
v_{fl}	= velocidad de los baches (pies/seg)		

ANEXO B: Sarta de Lavado de Pozos



a.	Tubo biselado de 4 ½" caja
b.	Escariador 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
c.	Cepillo 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
d.	Magneto 9 5/8" 53.5 lb/pies 4 ½" Caja-Piñón
e.	Combinación caja 4"22.5 lb/ft x Piñón 4 ½ (considerando la longitud correspondiente para llegar a la cima del retenedor)
f.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón
g.	Combinación del sensor de temperatura
h.	Sensor de temperatura
i.	Combinación del sensor de temperatura
j.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón
k.	Combinación caja 4 ½ x Piñón 4" 22.5 lb/ft
l.	Escariador de 13 5/8" 88.2 lb/ft conexión 4 ½ Caja x Piñón
m.	Magneto de 13 5/8" 88.2 lb/ft conexión 4 ½ Caja x Piñón
n.	Combinación Piñón 4 ½ x Caja 4" 22.5 lb/ft
o.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón(considerar la longitud correspondiente para llegar a 2 metros por arriba de la Boca de liner de 9 5/8)
p.	Combinación Caja 4 ½ x Piñón 4" 22.5 lb/ft
q.	Cepillo para Riser #1 4 ½ caja –Piñón
r.	Combinación Piñón 4 ½ x Caja 4" 22.5 lb/ft
s.	Tramos de tubería 4"22.5 lb/ft Caja x Piñón hasta superficie (Efectuar el ajuste correspondiente para quedar 2 m por arriba de los preventores).

ANEXO C: Distribución de equipo de aforo



ANEXO D: Modelos de Resistencia de Tuberías

Modelo API

Resistencia al Colapso (Modelo mono-axial)

$$P_C = 2\sigma_Y \frac{(d_0/e-1)}{(d_0/e)^2} \quad d/e \geq \frac{\sqrt{(F_A-2)^2+8(F_B+F_C/\sigma_Y)}+(F_A-2)}{2(F_B+F_C/\sigma_Y)}$$

$$P_C = \frac{45.95 \times 10^6}{d_0/e[d_0/e-1]^2} \quad d/e \leq \frac{2+F_B/F_A}{3F_B/F_A}$$

$$P_C = \sigma_Y \left(\frac{F_F}{d_0/e} + F_B \right) \quad d/e \leq \frac{\sigma_Y(F_A+F_F)}{F_C+\sigma_Y(F_B-F_G)} \quad ; \quad d/e \geq \frac{2+F_B/F_A}{3F_B/F_A}$$

$$P_C = \sigma_Y \left(\frac{F_A}{d_0/e} - F_B \right) - F_C \quad d/e \leq \frac{\sqrt{(F_A-2)^2+8(F_B+F_C/\sigma_Y)}+(F_A-2)}{2(F_B-F_C/\sigma_Y)} \quad ; \quad d/e \geq \frac{\sigma_Y(F_A-F_F)}{F_C+\sigma_Y(F_B-F_G)}$$

Resistencia al Estallamiento (Modelo de Barlow)

$$P_{EST} = 0.875 \frac{2\sigma_Y}{d/e}$$

Resistencia a la Tensión

$$R_T = 0.7854(d_e^2 - d_i^2)\sigma_Y$$

$$F_A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5}\sigma_Y + 0.21301 \times 10^{-10}\sigma_Y^2 - 0.53132 \times 10^{-16}\sigma_Y^3$$

$$F_B = 0.02633 + 0.50609 \times 10^{-6}\sigma_Y$$

$$F_C = -465.93 + 0.030867\sigma_Y - 0.10483 \times 10^{-7}\sigma_Y^2 + 0.36989 \times 10^{-13}\sigma_Y^3$$

$$F_F = \frac{46.95 \times 10^6 \left(\frac{3F_B/F_A}{2 + F_B/F_A} \right)^3}{\sigma_Y \left(\frac{3F_B/F_A}{2 + F_B/F_A} - F_B/F_A \right) \left(1 - \frac{3F_B/F_A}{2 + F_B/F_A} \right)^2}$$

$$F_G = F_F F_B / F_A$$

Donde:

P_C : resistencia al colapso

P_{EST} : resistencia al estallamiento

R_T : resistencia a la
tensión/compresión

d : diámetro nominal externo

d_i : diámetro interno

E : espesor de tubería

σ_Y : cedencia mínima estipulada

Hipótesis:

Condiciones ambientales (P_{atm} , $T=cte.$)
 Carga Axial=0
 Modelo Triaxial (Von Mises)

Tubería cilíndrica perfecta
 Cuerpo del tubo
 Mínimo espesor permisible

$$\sigma_{VME}^2 = 1/2 \{ (\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2 \}$$



$$\sigma_R = \frac{-P_1 r_i^2 (r_e^2 - r^2) - P_E r_e^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

$$\sigma_T = \frac{P_1 r_i^2 (r_e^2 + r^2) - P_E r_e^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

$$\sigma_{VME}^2 = \sigma_A^2 + (C_1 P_1 + C_2 P_E) \sigma_A + C_3 P_1^2 + C_4 P_E^2 + C_5 P_1 P_E$$

$$C = \frac{(d/e)^2}{2(d/e - 1)}$$

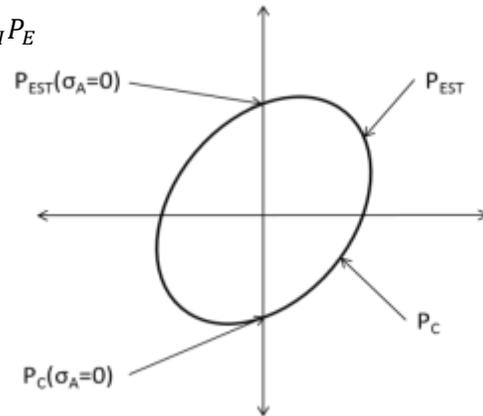
$$C_1 = 2 - C$$

$$C_2 = C$$

$$C_3 = C^2 - C + 1$$

$$C_4 = C$$

$$C_5 = -2C^2 + C$$



Donde:

D: Diámetro nominal externo

E: Espesor de la tubería

Vme: Esfuerzo equivalente de Von Mises

P_i : Presión en el interior de la tubería

P_E : Presión externa de la tubería

r_i : Radio interno de la tubería

r_e : Radio externo de la tubería

σ_Y : Cedencia mínima estipulada

σ_A : Esfuerzo axial

σ_R : Esfuerzo radial

σ_T : Esfuerzo tangencial

Evaluando Cargas Axiales

Peso flotado

$$W = w * L$$

$$F1 = (1 - pf/pa)$$

$$Wf = W * F1$$

Fricción

$$F_r = \pm \mu W_f \sin(\theta)L$$

Donde:

W_f: peso flotado de la tubería
 μ: factor de fricción 0.25 (tubo-tubo)
 0.35 (tubo-formación)

Efectos Axiales

Pistoneo

$$\Delta L = - \frac{\Delta L F_A}{E A_s}$$

Térmico

$$F_A = -58.8 \Delta T w$$

Donde:

F_A: fuerza axial
 ΔT: cambio de temperatura
 w: peso de la Tubería
 E: módulo de Young
 ΔL: cambio de Longitud
 A_s: sección transversal

Choque

$$F_s = 1780 \Delta v A_s$$

Donde:

Δv= cambio de velocidad
 A_s= sección transversal

Flexión

$$\sigma_x = Ed/(2R)$$

$$F_x = \pm 218 d \theta A_s$$

$$F_{xv} = F_x R_v$$

$$R_v = 6KL / \tan(6KL)$$

$$K = \sqrt{\frac{F_a}{EI}}$$

Donde:

F_x: fuerza axial, curvatura cte.
 F_{xv}: fuerza axial, curvatura variable

Balonamiento

$$\Delta F_B = 2v(\Delta P_i A_i - \Delta P_e A_e) + vL(\Delta \rho_i A_i - \Delta \rho_e A_e)$$

Donde:

ΔF_B: cambio axial
 v: relación de Poisson
 ΔP_i: cambio de presión interna
 ΔP_e: cambio de presión externa
 Δρ_i: cambio de densidad interna
 Δρ_e: cambio de densidad externa
 l: longitud de tubería
 A_i: área Interna
 A_e: área externa

Pandeo

$$F_p = \sqrt[4]{EIW_e \sin(\theta) / r}$$

Agujero inclinado

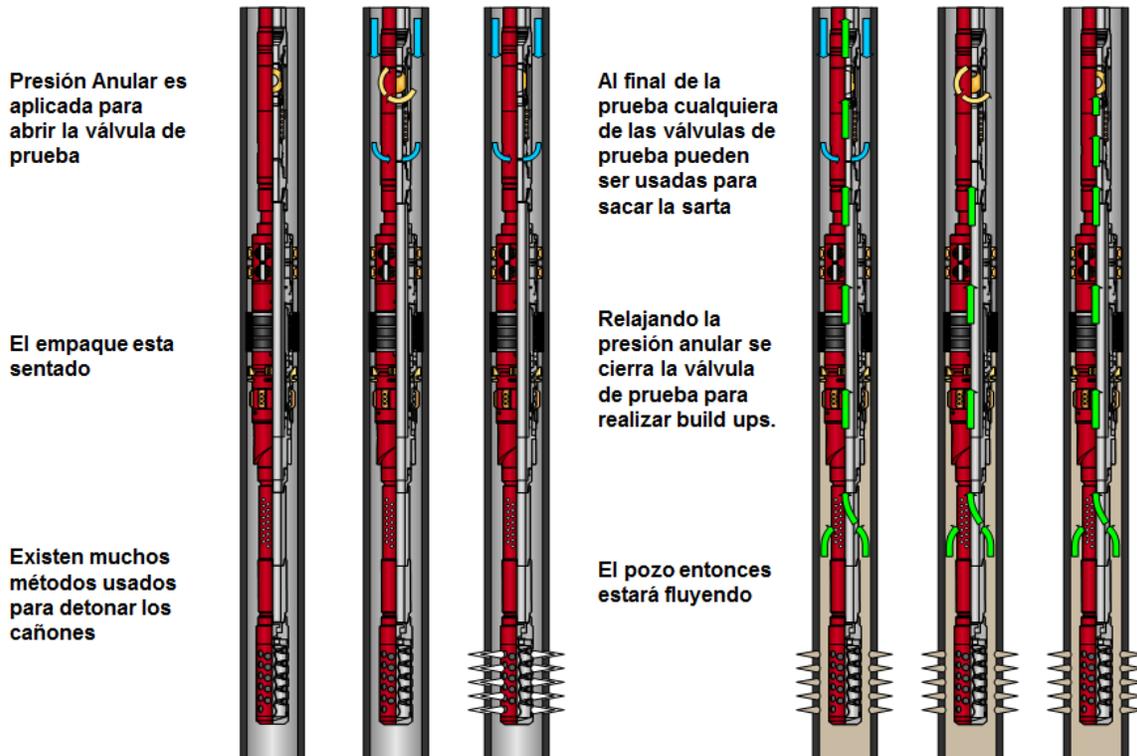
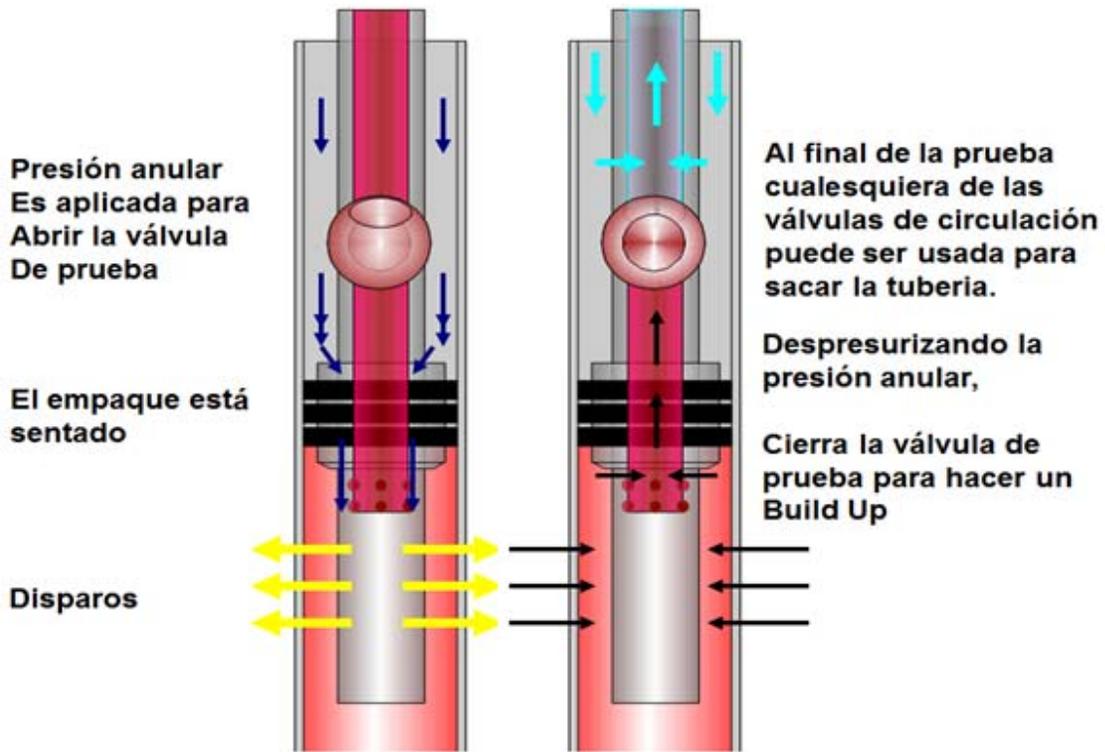
$$F_p = 5.55 \sqrt[3]{EIW_e^2}$$

Agujero vertical

$$F_p = \frac{12EI}{rR} \left[1 + \sqrt[2]{1 + \frac{rR^2 W_e \sin(\theta)}{8EI}} \right]$$

Agujero curvo

ANEXO F: Operación de válvula de cierre de fondo



BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

- ⁱ PIW's top 50: how the firms Stack Up. Petroleum Intelligence Weekly; december 12, 2011.
- ⁱⁱ Anuario Estadístico 2012; Capitulo 07: Comparaciones Internacionales; al 31 de diciembre de 2011.
- ⁱⁱⁱ Retos y Perspectivas de Petróleos Mexicanos, noviembre de 2011. Presentación hecha por el DR. Juan José Suarez Coppel, Director de PEMEX en el ITAM.
- ^{iv} Cantarell se agota. Iniciaré en 2005 la fase de declive, Fabio Barbosa; *Petróleo y electricidad*, año 7, núm. 82. México, febrero 2003.
- ^v Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2012. PEMEX 29 de marzo de 2012.
- ^{vi} Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016; 5 de julio de 2011.

CAPÍTULO I

- ^{vii} Reserva de Hidrocarburos 2011, PEMEX. 1 de enero de 2011
- ^{viii} *Ibidem*
- ^{ix} La paraestatal encontró gas en aguas profundas; Periódico el Financiero, Sección Negocios; 26 de mayo de 2011, Página 15.
- ^x Programa de Terminación Fuente: PEMEX
- ^{xi} Programa de Perforación, Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
- ^{xii} Manual de Diseño de Perforación de PEMEX. 03 Diseño de la Perforación de Pozos
- ^{xiii} Programa de Perforación, Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
- ^{xiv} Manual de Diseño de Perforación de PEMEX. 03 Diseño de la Perforación de Pozos; Guía de Diseño de Perforación
- ^{xv} Manual de Diseño de Perforación de PEMEX. 03 Diseño de la Perforación de Pozos
- ^{xvi} John Mitchell, *Perforando sin Problemas*, 2004, Drillbert Engineering Inc.
- ^{xvii} Manual de Diseño de Perforación de PEMEX. 03 Diseño de la Perforación de Pozos
- ^{xviii} Programa de Perforación, Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

CAPÍTULO II

- ^{xix} Mark Proett, Jim Fogal, David Welshans and Charlie Gray: Formation Pressure Testing in the Dynamic Drilling Environment; SPE.
- ^{xx} Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento; Keith Burgess, Troy Fields, Ed Harrigan, Greg M. Golich, Tom MacDougall, Rsuty Reeves, Sthephen Smith, Kevin Thornsberry, Brian Ricthie, Robert Rivero & Robert Siegfried. 2002.
- ^{xxi} Deep Drill&HPHT Drilling & Completion Conference; Houston Texas 5 and 6 April 2006
- ^{xxii} Guía de Diseño para Pruebas DST, PEMEX UPMP 2008
- ^{xxiii} Lineamientos para la utilización de aparejos DST, UPMP – PEMEX Exploración y Producción; Villahermosa Tabasco, a 1° de Junio de 2006
- ^{xxiv} Pérez Sánchez Antonio: Intervenciones con aparejos DST (Drill Stem Tester); UPMP- Gerencia de Ingeniería y Tecnología, Octubre 2007
- ^{xxv} Intervenciones con Aparejos DST, UPMP – Gerencia de Ingeniería y Tecnología; Octubre 2007
- ^{xxvi} *Idem*

-
- ^{xxvii} Petroleum Production Systems; Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides; Prentice Hall Petroleum Engineering Series; 1993
- ^{xxviii} Introduction to Well Testing; Schlumberger. Bath, England March 1998 & Halliburton Tools 2011
- ^{xxix} Boletín 5C3-API. Formulas and calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Properties.

CAPÍTULO III

- ^{xxx} Comparación de los Sistemas en Tiempo Real; Ing. Jan Loaiza; Halliburton 28 de junio de 2007

CAPÍTULO IV

- ^{xxxi} Fechas de inicio y finalización de las etapas de perforación y terminación, en pozos de desarrollo, inyectoros y de exploración. Subdirección de Planeación y Evaluación, PEMEX junio del 2000.
- ^{xxxii} Reliability of Cement -Bond- Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations; Douglas Boyd, Salah Al-Kubti, Osama Hamdy Khedr, Naeem Khan, & Kholoud Al-Nayadi Zadco; Didier Degouy, Adma-Opc; & Antoine Elkadi and Zaid Al Kindi, SPE, Schlumberger, 2006
- ^{xxxiii} Temporary Completion: DST-TCP with Redundant Firing and Nitrogen Cushion; Schlumberger 08-WT-0175. 2008
- ^{xxxiv} Deeping the Search of Offshore Hydrocarbons; Brandt W, Dang AS, Magne E, Crowley D, Houston K, Rennie A, Hodder M, Stringer R, Juiniti R, Ohara S, Rushton. Oilfield Review 10, no 1. 1987; 11-12
- ^{xxxv} Developments is Gas Hydrates; Richard Brichwood, Jianchun Dai, Dianna Shelander. Schulmberger, Houston Texas, USA. Oilfield Reviem 22, no.1. 2010. 18-19
- ^{xxxvi} Glicol, Inhibidor de Cristalización/Hidratos de Gas; Protexa División Fluidos de Perforación.

CONCLUSIONES

- ^{xxxvii} “Hemos perforado 23 pozos y nos han salido buenos 12” [Entrevista al Ing. Carlos Morales Gil] Milenio Negocios; 16 SEPTIEMBRE 2012 - 11:41PM — FRANCISCO SOTO.
- ^{xxxviii} @pemex Petróleos Mexicanos, <http://twitter.com/pemex>; 2 de julio de 2012.